

ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIEROS DE MINAS

**TITULACIÓN: INGENIERO TÉCNICO DE MINAS, ESPECIALIDAD
EN RECURSOS ENERGÉTICOS, COMBUSTIBLES Y EXPLOSIVOS**

PROYECTO FIN DE CARRERA

DEPARTAMENTO DE SISTEMAS ENERGÉTICOS

**HUERTO SOLAR FOTOVOLTAICO DE 200 kW DE POTENCIA
CONECTADO A RED EN TRIGUEROS**

REBECA VALIENTE ARGUDO

JUNIO 2012

ÍNDICE

RESUMEN Y ABSTRACT	VII
DOCUMENTO N°1: MEMORIA	
1.INTRODUCCIÓN	2
1.1. OBJETIVO Y ALCANCE.....	2
1.2. DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA INSTALACIÓN	3
1.2.1.ESQUEMA GENERAL.....	4
1.3. METODOLOGÍA UTILIZADA.....	4
1.3.1. DATOS DE IRRADIANCIA SOLAR.....	4
1.3.2. DEFINICIONES	5
2.MEMORIA DESCRIPTIVA	8
2.1. LOCALIZACIÓN Y UBICACIÓN	8
2.2. LA INSTALACIÓN SOLAR	10
2.2.1.ESQUEMA DEL CAMPO DE GENERADORES.....	10
2.2.2.MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	12
2.2.3.ESTRUCTURA SOPORTE.....	12
2.2.4.INVERSOR.....	14
2.3. LA INSTALACIÓN ELÉCTRICA.....	16
2.3.1.ESQUEMA DE LA INSTALACIÓN DE ENLACE	16
2.3.2.CABLEADO CC Y CA	17
2.3.3.COMPONENTES ELÉCTRICOS	17
2.3.4.INFRAESTRUCTURAS COMUNES DE EVACUACIÓN DE ENERGÍA	19
2.3.5.EL CENTRO DE TRANSFORMACIÓN	20
2.3.6.PUESTA A TIERRA	20
2.4. PROTECCIONES	22
2.4.1. SEGURIDAD Y PROTECCIONES	22
2.4.2. PROTECCIONES EN CORRIENTE CONTINUA	22
2.4.2.PROTECCIONES EN CORRIENTE ALTERNA.....	23
2.5. OBRA CIVIL	25

2.5.1.MOVIMIENTO DE TIERRA.....	25
2.5.2.CERRAMIENTO PERIMETRAL.....	25
2.5.3. CAMINOS Y ACCESOS	25
2.5.4. ZANJAS.....	26
2.5.5.ARQUETAS	26
2.5.6.BANCADAS Y ZAPATAS.....	26
2.5.7.MAQUINARIA NECESARIA	26
2.6. CÁLCULOS.....	27
2.6.1.RADIACIÓN SOLAR	27
2.6.2.CÁLCULO DE IRRADIANCIA	28
2.6.3.CÁLCULO DE TENSIONES Y CORRIENTES	37
2.6.4.CÁLCULO DE ASOCIACIÓN DE MÓDULOS.....	39
2.6.5.CÁLCULO DE LA SECCIÓN DE CONDUCTORES	40
2.6.6.CÁLCULO DE LA LÍNEA DE MEDIA TENSIÓN.....	51
2.6.7.CÁLCULO DE PROTECCIONES.....	55
2.6.8.CÁLCULO ENERGÉTICO Y DE RENDIMIENTO.....	56
2.7. CÁLCULO DE EMISIONES DE CO ₂ EVITADAS.....	64
2.8. ANÁLISIS DE RESULTADOS	65
2.8.1.TARIFAS ELÉCTRICAS CON PRIMAS EN EL AÑO 2012.....	65
2.8.2.TARIFAS ELÉCTRICAS EN EL LIBRE MERCADO EN EL AÑO 2012	65
3.CONCLUSIONES	67
4.REFERENCIAS Y BIBLIOGRAFÍA.....	68
4.1. DOCUMENTOS ELECTRÓNICOS	68
4.2. BIBLIOGRAFÍA.....	68
DOCUMENTO N°2: ESTUDIO ECONÓMICO	
1 PRESUPUESTO	2
2 ESTUDIO ECONÓMICO	4
2.1 ESTUDIO ECONÓMICO CON TARIFA ELÉCTRICA PRIMADA	4
2.2 ESTUDIO ECONÓMICO CON TARIFA ELÉCTRICA EN EL LIBRE MERCADO.....	4

DOCUMENTO N°3: PLIEGO DE CONDICIONES TÉCNICAS

1 OBJETIVO.....	2
2 NORMATIVA	3
3 COMPONENTES Y MATERIALES	4
3.1 SISTEMAS GENERADORES FOTOVOLTAICOS	4
3.2 ESTRUCTURA SOPORTE.....	6
3.3 INVERSORES	7
3.4 CABLEADO	10
3.5 CONEXIÓN A RED	10
3.6 MEDIDAS.....	10
3.7 PROTECCIONES	10
3.8 PUESTA A TIERRA DE LAS INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS	11
3.9 ARMÓNICOS Y COMPATIBILIDAD ELECTROMAGNÉTICA.....	11
3.10 MEDIDAS DE SEGURIDAD	11
4 RECEPCIÓN Y PRUEBAS.....	13
5 REQUERIMIENTOS TÉCNICOS DEL CONTRATO DE MANTENIMIENTO.....	15
5.1 PROGRAMA DE MANTENIMIENTO	15
5.2 GARANTÍAS.....	17

DOCUMENTO N°4: ANEXOS

A.1 CATÁLOGO DE LOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS
A.2 CATÁLOGO DEL INVERSOR
A.3 CATÁLOGO DEL CENTRO DE TRANSFORMACIÓN
A.4 CATÁLOGO DEL TRANSFORMADOR
A.5 TARIFAS, PRIMAS Y LÍMITES AÑO 2012

DOCUMENTO N°5: PLANOS

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura1: Piranómetro Kipp-Zonen.....	5
Figura 2: Geometría solar (1).....	7
Figura 3: Geometría solar (2).....	7
Figura 4: Vista satélite de Trigueros	8
Figura 5: Mapa de carreteras.....	9
Figura 6: Vista satélite de la parcela	9
Figura 7: Esquema de la instalación solar.....	11
Figura 8: Vistas del módulo	12
Figura 9: Estructura soporte.....	12
Figura 10: Inversor (PVM 250 ET).....	15
Figura 11: Esquema de la instalación de enlace	16
Figura 12: Caja de conexiones	12
Figura 13: Promedios horarios de irradiación solar en enero	28
Figura 14: Promedios horarios de temperatura en enero	29
Figura 15: Irradiancia sobre superficie horizontal (septiembre).....	33
Figura 16: Irradiancia sobre superficie inclinada (septiembre)	34
Figura 17: Pérdidas por orientación e inclinación (latitud 41).....	35
Figura 18: Diagrama de trayectorias del Sol (grados sexagesimales)	¡Error!

Marcador no definido.

ÍNDICE DE TABLAS

DOCUMENTO N°1: MEMORIA

Tabla 1: Características técnicas del módulo	12
Tabla 2: características técnicas del inversor	14
Tabla 3: Características técnicas del transformador	19
Tabla 4: Límites establecidos de pérdidas	34
Tabla 5: Intensidades y tensiones de día tipo de marzo	39
Tabla 6: Características técnicas de la línea CC tramo 1	42
Tabla 7: Características técnicas de la línea CC tramo 2	44
Tabla 8: Características técnicas de la línea CC tramo 3	46
Tabla 9: Características técnicas de la línea CA tramo 1	49
Tabla 10: Características de la línea MT	53
Tabla 11: HSP	56
Tabla 12: Tabla de referencia.....	58
Tabla 13: Energía producida en kWh	63
Tabla 14: Comparativa de emisiones evitadas	64

DOCUMENTO N°2: ESTUDIO ECONÓMICO

Tabla 15: Estudio económico con primas	5
--	---

RESUMEN Y ABSTRACT

RESUMEN

El objetivo del presente proyecto es la generación de energía eléctrica a partir de energía solar. Por ello se pretende realizar el pre-diseño de una instalación solar fotovoltaica de 200 kW de potencia conectada a la red nacional en la localidad de Trigueros (Huelva).

El proyecto define las condiciones técnicas de la instalación a partir de la radiación solar registrada en la localización elegida. Además de incluir el estudio económico que indica la viabilidad del mismo.

Como puntos a destacar en el proyecto, se puede tomar los datos obtenidos de generación eléctrica, los costes de ejecución de obra y por último la rentabilidad a medio plazo. Es necesaria una inversión inicial.

Es importante la realización de este tipo de proyectos si queremos conseguir un sistema energético sostenible. Así como políticas que promuevan la eficiencia y el ahorro energético. No obstante, se debe seguir investigando para mejorar el aprovechamiento de la energía solar y del resto de energías renovables.

ABSTRACT

The objective of this project is the generation of electricity from solar energy. It aims to design a 200 kW solar photovoltaic power station connected to the national grid located in Trigueros (Huelva).

It defines the technical conditions of the facility from solar radiation recorded at the chosen location. Besides including the economic study indicates the viability.

Like points to emphasize in the project, it is possible to take the information obtained of electrical generation, the costs of execution of the work and as last point the medium-term profitability. Initial investment is needed.

It is important to carry out these projects if we want to achieve a sustainable energy system. And policies that promote efficiency and energy savings. However, it should be further investigated to improve the use and development of solar and other renewable energies.

**HUERTO SOLAR FOTOVOLTAICO DE 200 kW DE POTENCIA
CONECTADO A RED EN TRIGUEROS**

DOCUMENTO N°1: MEMORIA

1. INTRODUCCIÓN

1.1. OBJETIVO Y ALCANCE

El presente proyecto consiste en realizar una instalación solar fotovoltaica de 200 kW de potencia conectada a red en la localidad de Trigueros (Huelva). El objetivo principal es la producción de energía eléctrica proveniente de fuentes de energías renovables y no contaminantes.

Atendiendo de este modo al mandato establecido en la legislación vigente y, en particular, en el Real Decreto 661/2007, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial. Renovado con la incorporación de objetivos acordes con la Directiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de abril de 2009, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables. Los cuales han sido transpuestos al ámbito nacional a través del Artículo 78 de la Ley 2/2011, de 4 de marzo, de Economía Sostenible.

Contribuyendo así al cumplimiento del Plan de Energías Renovables en el periodo 2011-2020. Sabiendo que los datos referentes al año 2010 en el ámbito de la energía solar fotovoltaica fueron 3787 MW de potencia instalada y 6279 GWh de generación eléctrica bruta. Y cuyo objetivo para 2020 es alcanzar los 7250 MW de potencia instalada, que se corresponderán con 12356 GWh de generación eléctrica bruta.

1.2. DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA INSTALACIÓN

El proyecto “Huerto solar fotovoltaico de 200 kW conectado a red en Trigueros” consiste en realizar el pre-diseño de una instalación solar fotovoltaica en la provincia de Huelva, con el fin de verter energía eléctrica a la red nacional de distribución.

Los terrenos en los que se lleva a cabo el proyecto se encuentran cerca de la carretera N-435, por la que se accede a la instalación y se transportan los materiales necesarios para la obra. Además, se dispone de una línea eléctrica de media tensión a la cual se vierte la energía producida.

Los componentes básicos de una instalación fotovoltaica conectada a red son: generadores fotovoltaicos, inversor y protecciones. Los módulos fotovoltaicos se compran a la empresa REC GROUP que se encarga de su traslado y montaje. El inversor, un componente fundamental, es el encargado de transformar la corriente continua generada por los módulos fotovoltaicos en corriente alterna con las características adecuadas para ser inyectada a la red. Y la instalación eléctrica de enlace entre el campo de generación y la red de distribución seguirá el esquema y las características que indique la compañía distribuidora, en este caso IBERDROLA.

La generación eléctrica se realiza mediante módulos fotovoltaicos con inclinación fija porque supone un menor coste de estructura, menor riesgo de avería puesto que no hay partes móviles y además no requiere mantenimiento. La inclinación elegida es la que proporciona una mayor potencia anual. Pese a tener pérdidas en comparación con una estructura con seguimiento solar la diferencia de coste hace que en instalaciones pequeñas como el proyecto que nos ocupa sea preferible la elección de estructura fija.

Los requisitos técnicos de la instalación son los que indica la normativa de instalaciones eléctricas de baja tensión.

La inversión inicial del proyecto y la rentabilidad del mismo variará en función de la existencia de subvenciones o la carencia de ellas en este tipo de instalaciones eléctricas. El estudio económico refleja ambas situaciones.

Con este proyecto se pretende contribuir a la diversificación energética y a la producción de energía eléctrica de forma respetuosa con el medio ambiente.

1.2.1. ESQUEMA GENERAL



1.3. METODOLOGÍA UTILIZADA

1.3.1. DATOS DE IRRADIANCIA SOLAR

Los datos de partida de irradiancia solar provienen de la estación de medida Niebla (situada en la provincia de Huelva) ofrecidos por la Agencia Estatal de Meteorología.

Las coordenadas geográficas de la estación de medida son:

-Latitud: 37,348 °

-Longitud: -6,734 °

El instrumento de medida de radiación solar empleado se denomina pinanómetro Kipp-Zonen. Este instrumento ofrece datos horarios durante un año completo. Se conocen datos de irradiancia solar global y difusa, y temperatura media para cada hora del año.

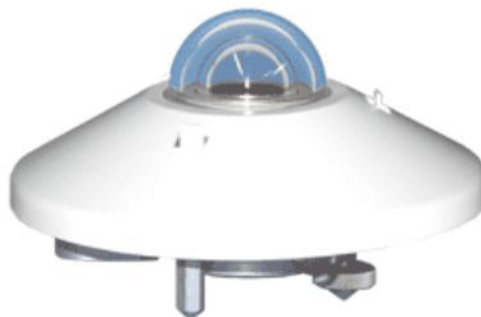


Figura1: Piranómetro Kipp-Zonen

1.3.2. DEFINICIONES

Se considera apropiada la elaboración de este capítulo para aclaración de los términos empleados durante el desarrollo del proyecto. Y su comprensión por parte de aquellas personas que no estén especializadas en el campo de la energía solar.

Definiciones generales

- **Radiación solar:** Energía procedente del Sol en forma de ondas electromagnéticas.
- **Irradiancia:** Densidad de potencia incidente en una superficie o la energía incidente en una superficie por unidad de tiempo y superficie. Se mide en kW/m^2 .
- **Irradiación:** Energía incidente en una superficie por unidad de superficie y a lo largo de un cierto período de tiempo. Se mide en kWh/m^2 , o bien en MJ/m^2 .
- **Constante solar:** Valor de la energía por segundo que alcanza un plano situado en el límite de la atmósfera y perpendicular a la dirección de propagación de la radiación solar para una posición que represente la distancia media anual entre la Tierra y el Sol. Su valor aproximado es 1356 W/m^2 .
- **Célula solar o fotovoltaica:** Dispositivo que transforma la radiación solar en energía eléctrica.

- **Módulo o panel fotovoltaico:** Conjunto de células solares directamente interconectadas y encapsuladas como único bloque, entre materiales que las protegen de los efectos de la intemperie.
- **célula de tecnología equivalente (CET):** Célula solar encapsulada de forma independiente, cuya tecnología de fabricación y encapsulado es idéntica a la de los módulos fotovoltaicos que forman la instalación.
- **Condiciones Estándar de Medida (CEM):** Condiciones de irradiancia y temperatura en la célula solar, utilizadas universalmente para caracterizar células, módulos y generadores solares y definidas del siguiente modo:
 - Irradiación solar: 1000 W/m^2
 - Distribución espectral: AM 1,5 G (AM: air mass, masa de aire)
 - Temperatura de célula: $25 \text{ }^\circ\text{C}$

Equivalente en inglés: STC

- **Potencia pico:** Potencia máxima del panel fotovoltaico en CEM.
- **Temperatura de operación nominal de la célula (TONC):** Temperatura que alcanzan las células solares cuando se somete al módulo a las siguientes características:
 - Irradiancia solar: 800 W/m^2
 - Distribución espectral: AM 1,5 G
 - Temperatura ambiente: $20 \text{ }^\circ\text{C}$
 - Velocidad del viento: $1,5 \text{ m/s}$

Equivalente en inglés: NOCT

Geometría solar

La Tierra gira en torno al Sol describiendo una órbita elíptica, con el Sol en uno de sus focos.

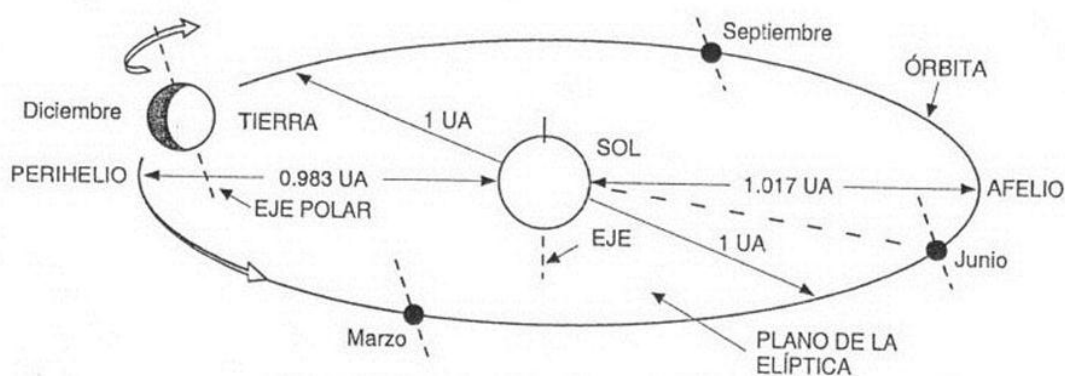


Figura 2: Geometría solar (1)

- **Plano de la eclíptica:** Es el plano de giro de la Tierra en torno al Sol.

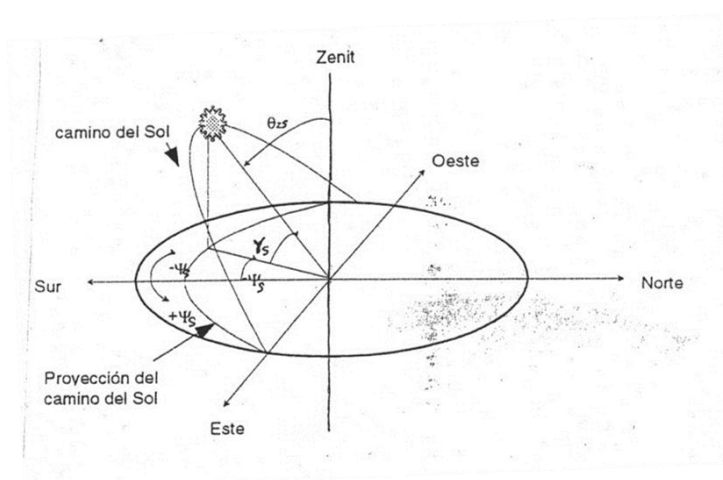


Figura 3: Geometría solar (2)

- **Distancia cenital (θ_{zs}):** Ángulo formado por el vector Sol- Tierra con el zenit.
- **ángulo acimutal (ψ_s):** Ángulo que forman la proyección del vector Sol-Tierra sobre el plano (xy) con el eje x.

2. MEMORIA DESCRIPTIVA

2.1. LOCALIZACIÓN Y UBICACIÓN

El huerto solar se ha situado en la localidad de Trigueros, un pueblo perteneciente a la provincia de Huelva. A una distancia de 19,5 km de la capital. Esta localidad tiene una población de 7729 habitantes (datos del año 2010) y está situada a una altitud de 76 msnm.

La ubicación exacta expresada en coordenadas geográficas es:

Latitud: 37°22'59"N

Longitud: 06°50'01"O

En la figura 4 tenemos la vista satélite de la localización elegida.

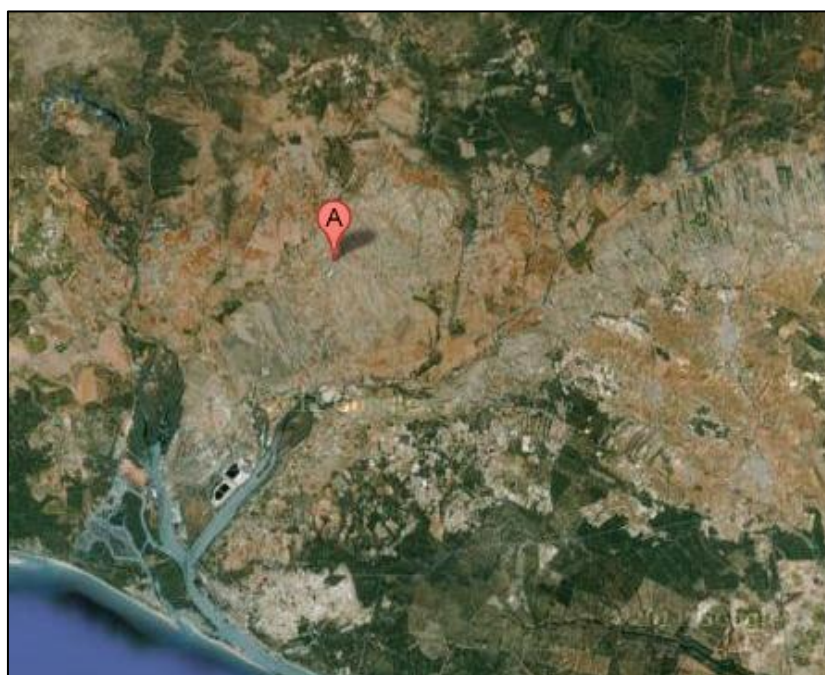


Figura 4: Vista satélite de Trigueros

La carretera de acceso a la instalación solar es la nacional N-435 como se muestra en la figura 5. Por esta carretera tendrá lugar el transporte de materiales necesarios para la obra.

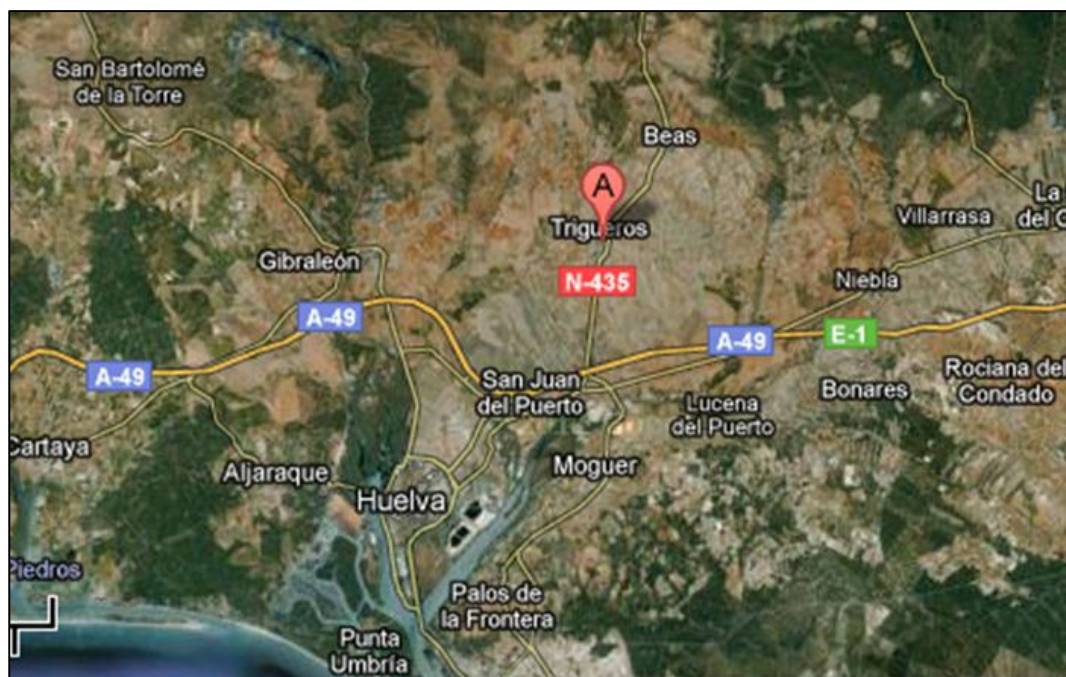


Figura 5: Mapa de carreteras

La parcela elegida para instalar la instalación fotovoltaica se muestra en la Figura 6, el camino que lleva a la parcela parte de la carretera N-435.



Figura 6: Vista satélite de la parcela

La energía eléctrica generada se verterá a la línea eléctrica más cercana, en este caso se conecta con la red de distribución en el punto de la línea de 20 kV que establece la compañía eléctrica de distribución (Iberdrola).

2.2. LA INSTALACIÓN SOLAR

La instalación se ha realizado con un total de 868 módulos fotovoltaicos, dispuestos en 31 ramas en paralelo con 28 paneles en serie por rama. Se ha empleado una estructura soporte en línea, es decir, cada una de las 31 ramas se ha situado en una estructura común. Y todo ello va conectado a un único inversor de 200 kW de potencia nominal.

2.2.1. ESQUEMA DEL CAMPO DE GENERADORES

La instalación generadora de energía sigue el esquema que se muestra a continuación. En primer lugar, tenemos las 31 filas de módulos solares, cada una de ellas va conectada a la caja de conexiones correspondiente (C1, C2 y C3), y todas ellas se conectan a su vez a una cuarta caja de conexiones (C4). A continuación, se conecta la caja de conexiones al inversor, que se encarga de convertir la corriente continua que generan las placas solares en corriente alterna a 400 V. Por último, tenemos el centro de transformación, que es el encargado de elevar la tensión de salida del inversor a la tensión de la línea de distribución donde conectamos con la red.

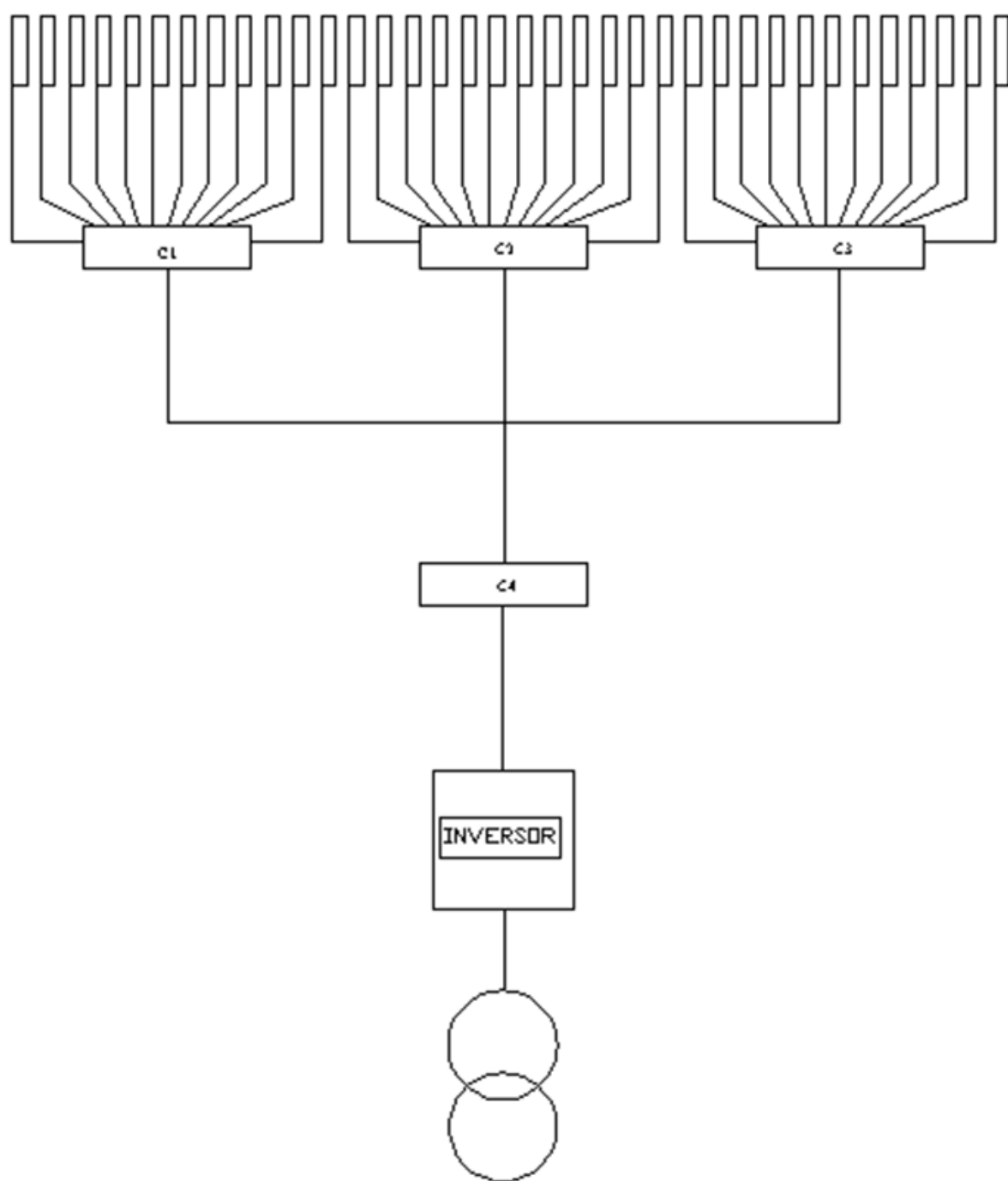


Figura 7: Esquema de la instalación solar

2.2.2. MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Se ha elegido el módulo REC230PE¹ de la empresa REC GROUP (Renewable Energy Corporation) con una potencia pico de 230 W. El módulo está fabricado con células policristalinas de alta eficiencia. Es un módulo que cumple con los certificados exigidos por la Unión Europea.

Tabla 1: Características técnicas del módulo
(Elaboración propia. Fuente: REC GROUP)

MÓDULO FOTOVOLTAICO	
Modelo:	REC230PE
CONDICIONES ESTÁNDAR DE MEDIDA (CEM)	
Potencia pico (W):	230
Tolerancia de Potencia:	0/+5
Tensión máxima (V):	29,2
Intensidad máxima (A):	7,9
Tensión a circuito abierto (V):	36,5
Intensidad de cortocircuito (A):	8,4 A
Eficiencia (%):	13,9
Coef. T ^a Pmax:	-0,43
Coef. T ^a Voc:	-0,33
Coef. T ^a Isc:	0,074
Número de células en serie:	60
TEMPERATURA DE OPERACIÓN NOMINAL DE LA CÉLULA (TONC)	
Potencia pico (W):	170
Tensión máxima (V):	26,8
Intensidad máxima (A):	6,3
Tensión a circuito abierto (V):	33,6
Intensidad de cortocircuito (A):	6,8
T ^a TONC (°C):	47,9
CARACTERÍSTICAS FÍSICAS	
Largo (m):	1,665
Ancho (m):	0,991
Profundo (m):	0,038

¹ Ver información adicional de los módulos solares en la ficha técnica (ANEXO 1)

² Ver información adicional del inversor en la ficha técnica (ANEXO 2)

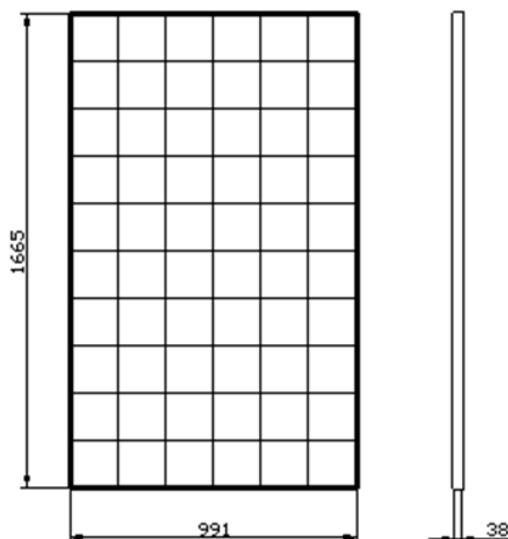


Figura 8: Vistas del módulo

Los valores de las cotas de la figura 8 están expresados en mm.

2.2.3. ESTRUCTURA SOPORTE

El equipo elegido para este parque solar ha sido una estructura soporte en línea. Ideal para un diseño de módulos con inclinación fija. Es fácil de montar, ya que va anclada al suelo mediante tornillo directo, evitando el movimiento de tierras para su instalación siempre que el terreno tenga irregularidades no superiores al 10%.



Figura 9: Estructura soporte

2.2.4. INVERSOR

El inversor es capaz de transformar en corriente alterna y entregar a la red toda la potencia que el generador fotovoltaico proporciona en cada instante. Sin embargo, hay un umbral mínimo de irradiancia solar para que funcione, que vendrá dado por el fabricante, el cual define un rango de tensiones en el punto de máxima potencia.

En este proyecto el modelo de inversor elegido es el PVM-250-ET² de la empresa LTI Reenergy.

Tabla 2: características técnicas del inversor
(Elaboración propia. Fuente: LTI Reenergy)

INVERSOR	
Modelo:	PVM-250 ET
Potencia máx. entrada (W):	228000
Corriente máx. entrada (A):	500
Tensión mín. entrada (V):	450
Tensión máx entrada (V):	850
Potencia nominal salida (W):	200000
Potencia máx. salida (W):	250000
Corriente máx. salida (A):	315
Frecuencia nominal (Hz):	50
Tensión nominal red (V):	400
Factor de potencia λ :	0,999
Rendimiento (%):	98
Rendimiento europeo (%):	97
Coefficiente de distorsión (%):	< 3
Rango MPP (V):	450-850
Seguidores de MPP:	1
Temperatura de funcionamiento (°C):	0-40
Grado de protección:	IP 42
Sistema de refrigeración:	Líquida
Consumo propio (funcionamiento/noche):	<1% potencia nominal CA/1,5 W
CARACTERÍSTICAS FÍSICAS	
Alto (m):	1,4
Ancho (m):	1
Profundo (m):	0,8
Peso (kg):	900

² Ver información adicional del inversor en la ficha técnica (ANEXO 2)



PVM 450-068 TT, CM
PVM 450-250 ET

Figura 10: Inversor (PVM 250 ET)

2.3. LA INSTALACIÓN ELÉCTRICA

2.3.1. ESQUEMA DE LA INSTALACIÓN DE ENLACE

La figura representa el esquema de conexión a red de Iberdrola a través de un transformador en media tensión.

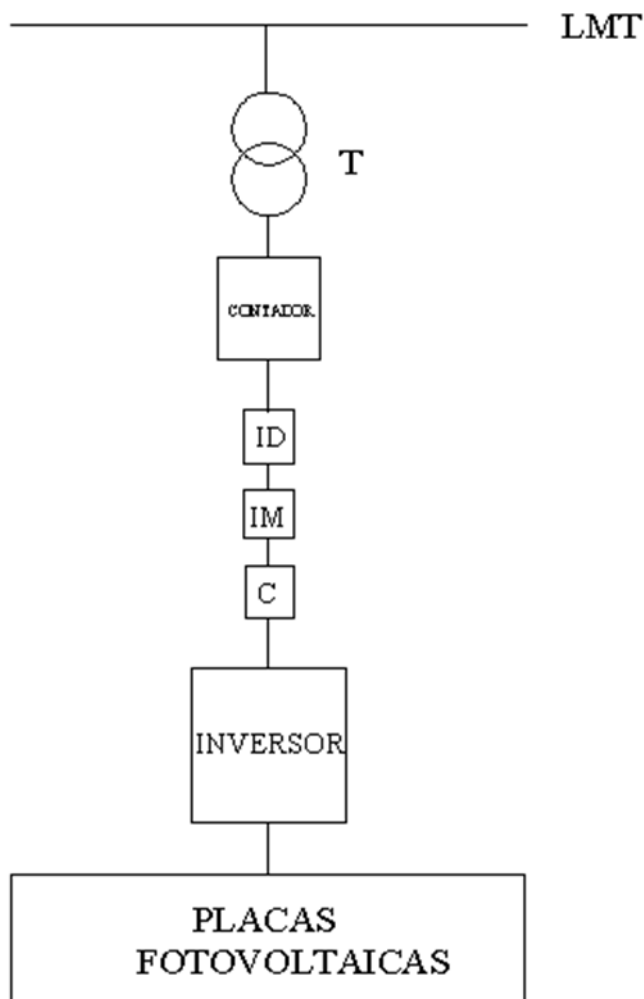


Figura 11: Esquema de la instalación de enlace

Leyenda:

LMT: es la línea de media tensión de la red a la se conecta la instalación (20 kV).

T: es el transformador de potencia 400 V/20 kV.

ID: es el interruptor diferencial.

IM: es el interruptor magnetotérmico.

C: es un contactor.

2.3.2. CABLEADO CC Y CA³

- **Líneas de corriente continua**

Para la línea monofásica de CC de BT⁴ de conexión de los módulos fotovoltaicos a las cajas de conexiones que agrupan el cableado de las ramas, se utilizan cables de Cobre PV1-F XLPE. En el caso de la línea monofásica de CC de BT de conexión de las cajas de conexiones con la caja de conexión previa al inversor y de ésta última al inversor, se utilizan también cables de Cobre PV1-F XLPE.

En todos los casos se trata de cables de 0,6/1 kV, unipolares, de sección de cable suficiente para que cumpla el criterio de caída de tensión admisible.

- **Líneas de corriente alterna**

Para la línea trifásica de CA de BT de conexión de inversor con centro de transformación se utilizan cables de Cobre RV XLPE. Para este tramo de cableado se optará por una terna trifásica con suficiente sección para que cumpla el criterio de caída de tensión admisible.

Los cálculos de las secciones de los cables para las líneas de corriente alterna y continua se detallan en el apartado: Cálculo de la sección de conductores.

2.3.3. COMPONENTES ELÉCTRICOS

- **Caja de conexiones**



Figura 12: Caja de conexiones

³ Se emplea CC para referirse a la corriente continua y CA para la corriente alterna.

⁴ Se emplea BT, MT y AT para referirse a Baja, Media y Alta Tensión respectivamente.

Su función es unir los cables del circuito de CC para poder agruparlos y conectarlos al inversor.

La caja de conexiones CC estará formada por un máximo de 12 entradas o ramas en paralelo de corriente continua de hasta 6 mm² y una salida de línea CC de hasta 150 mm². Las líneas procedentes de los módulos están protegidas con fusibles tipo gR de 10 A. Estos fusibles están diseñados especialmente para aplicaciones en corriente continua y aparte de proteger contra cortocircuitos también protegen contra sobrecargas. Contiene además un disyuntor-seccionador de 160 A, así como descargadores de sobretensión para proteger la instalación.

- **Contador**

Es un elemento de medida, la instalación contará con un contador bidireccional de energía situado en el centro de transformación.

En este mismo edificio, se instalará el contador de consumo de energía de servicios auxiliares.

Según lo expuesto en el RD 1663/2000 se instalará un contador homologado por la empresa eléctrica distribuidora. Este contador digital bidireccional tendrá la capacidad de medir en ambos sentido, con lo que realizará las funciones de dos contadores en uno.

Contador de entrada o importación: este contador es una exigencia del Real Decreto y su objetivo es contabilizar el posible consumo de energía del generador fotovoltaico (autoconsumo), que, en principio debe ser prácticamente nulo.

Contador de salida o exportación: contabiliza la energía eléctrica que el titular del generador facturará a la empresa distribuidora, será la diferencia de la energía eléctrica de salida, menos la energía eléctrica de entrada a la instalación fotovoltaica.

- **Transformador**

Se utiliza para elevar la tensión de la línea de CA y poder conectarla a la tensión de red adecuada. El modelo elegido 400 V / 20.000 V tiene una potencia aparente de 250 kVA y un nivel de aislamiento de 24 kV. Es de la marca ORMAZABAL⁵.

⁵ Ver información adicional en la ficha técnica (ANEXO 4)

Tabla 3: Características técnicas del transformador
(Elaboración propia. Fuente: ORMAZABAL)

TRANSFORMADOR	
S (KVA):	250
Tension primario (kV):	24
Tensión secundario (V):	400
Regulación en tensión (%):	± 2,5
Grupo conexión:	Dyn11
Pérdidas en vacío (W):	530
Pérdidas en carga (W):	3250
Impedancia de cortocircuito (%) a 75°C:	4
Intensidad de vacío al 100% de Vn:	2,4
caída de tensión a plena carga	
cos ϕ =1	1,37
cos ϕ =0,8	3,33
Rendimiento:	
a) carga 100%	
cos ϕ =1	98,51
cos ϕ =0,8	98,15
b) carga 75%	
cos ϕ =1	98,76
cos ϕ =0,8	98,45

2.3.4. INFRAESTRUCTURAS COMUNES DE EVACUACIÓN DE ENERGÍA

Este es el tramo que transcurre desde la salida del módulo de centralización de contadores hasta la entrada en el Cuadro General de Baja Tensión del Centro de Transformación que posteriormente se cederá a la compañía distribuidora.

Dicho tramo esta formado por conductores de aluminio. La estructura, materiales y montaje estarán de acuerdo con las Normas Particulares y Especificaciones Técnicas de la Compañía Distribuidora⁶.

⁶ Ver documentación de la Compañía Distribuidora en la carpeta “IBERDROLA” incluida en el CD.

2.3.5. EL CENTRO DE TRANSFORMACIÓN

La evacuación de energía se lleva a cabo a través un Centro de Transformación, el modelo elegido (CTR-2⁷) es un centro de transformación prefabricado rural de la marca ORMAZABAL, que posteriormente deberá ser cedido a la Compañía Distribuidora, aunque los gastos del mismo deben realizarlos los promotores.

El CTR-2 contiene los siguientes elementos:

- Equipo eléctrico:
 - Aparamenta de MT con aislamiento hasta 24 kV
 - Transformador de distribución de media tensión de 250 Kva
 - Aparamenta de BT: Cuadro de BT con 3 bases de 400 A
 - Interconexiones directas de MT mediante el conjunto de unión ORMALINK y cable en BT
 - Conexión del circuito de puesta a tierra
 - Alumbrado y servicios auxiliares
- Envolvente monobloque de hormigón
- Unidad electrónica de potencia y control ekorRPT-K (Opcional)

Posteriormente al Centro de Transformación, se realiza una línea de evacuación en Media Tensión hasta el punto de conexión concedido por la misma Compañía Distribuidora. Los gastos de esta línea corren por cuenta de los titulares de la instalación de la huerta solar.

2.3.6. PUESTA A TIERRA

La toma de tierra está constituida por un electrodo conductor en tierra o conjunto de ellos interconectados, que aseguren una conexión eléctrica con la tierra, formando de esta manera una red de tierra.

Las placas de tierra que sirven para interconectar a los equipos y los cables que vinculan estas placas con las tomas de tierra deben ser consideradas como parte de la red de tierra.

⁷ Ver información adicional en la ficha técnica (ANEXO 3)

Las funciones de la toma de tierra son garantizar:

- La seguridad de las personas.
- Un potencial de referencia único a todos los elementos de la instalación. De esta manera se logrará la protección adecuada y el buen funcionamiento de los equipos.
- El camino a tierra de las corrientes de fallo.
- La instalación consta de dos líneas independientes de tierra que se describen a continuación:

- **Tierra de Servicios**

Corresponde a la tierra de los equipos que componen la instalación. Así, estarán conectados a esta línea de tierra las estructuras soporte y con ella los módulos, de forma que se reduzcan los riesgos asociados a la acumulación de cargas estáticas.

A esta misma tierra se conectarán también las masas metálicas de los equipos de la parte de alterna, es decir, inversores, centros de transformación, incluso el vallado perimetral en dos puntos opuestos.

Los derivadores de tensión de las líneas tanto de CC como de CA también irán conectados a esta línea de tierra.

- **Tierra del Neutro**

Corresponde al Neutro de la línea de salida de los centros de transformación. Se instalará una en cada centro de transformación.

Las dos líneas independientes de tierra, según la “Instrucción Técnica Complementaria para Baja Tensión: ITC-BT-18 Instalaciones de puesta a tierra”, deben cumplir las siguientes condiciones:

- No debe existir canalización metálica conductora que una la zona de tierras del centro de transformación con la zona en donde se encuentran los aparatos de utilización.
- La distancia entre tomas de tierra del centro de transformación y las tomas de tierra u otros elementos conductores enterrados en los locales de utilización, debe ser al menos de 15 metros para terrenos cuya resistividad no sea elevada. En general se puede aceptar un valor de 30 metros para todo tipo de terrenos.
- El centro de transformación debe estar situado en un recinto aislado de los locales de utilización o bien, si esta contiguo a estos o en el interior de los mismos, estará establecido de tal manera que sus elementos metálicos no estén unidos eléctricamente a los elementos metálicos constructivos de los locales de utilización.

2.4. PROTECCIONES

2.4.1. SEGURIDAD Y PROTECCIONES

El objeto de las medidas de seguridad y protecciones, es garantizar:

- La seguridad de las personas, tanto usuarios como operarios de la red.
- La seguridad y el normal funcionamiento del sistema fotovoltaico, para que no afecte a la operación ni a la integridad de otros equipos y sistemas conectados a dicha red.

Las conexiones cumplirán las consideraciones técnicas referentes a protecciones y seguridad de acuerdo a la Normativa Vigente (RD 1663/2000) y de acuerdo a las normas establecidas por la Compañía eléctrica⁸.

La instalación fotovoltaica dispondrá de las siguientes medidas de seguridad y protecciones.

2.4.2. PROTECCIONES EN CORRIENTE CONTINUA

- **Protección contra contactos directos:**

El contacto con tensiones superiores a 100 Vdc como es el caso de la instalación considerada, puede resultar fatal para las personas, por lo que los elementos activos de la instalación serán inaccesibles.

En consecuencia, se utilizarán cables de doble aislamiento y las conexiones se realizarán mediante conectores Multi-Contac Tipo 3 o similares.

- **Interruptores corriente continua:**

Se instalará un interruptor de corriente continua de corte en carga en el inversor.

Su función es proteger las distintas cadenas del generador fotovoltaico y aislar el generador del resto de la instalación para realizar operaciones de mantenimiento.

- **Fusibles en cada rama de módulos:**

Su principal función es proteger la línea de sobreintensidades.

⁸ Ver información de la Compañía Distribuidora en la carpeta “IBERDROLA” incluida en el CD.

Se colocarán fusibles by-pass. Dicho elemento proporciona un camino alternativo a la corriente generada por los demás módulos en serie en el caso de que esta se encuentre una anormal resistencia a fluir por el propio módulo.

- **Derivador de sobretensiones (Varistor):**

Su principal función es asegurar una protección transitoria de alto voltaje que puede ser producida, por caída de rayo, conmutaciones o ruido eléctrico en la línea u otras causas.

Los varistores tienen la ventaja sobre los diodos (supresores de transitorios) que, al igual que ellos pueden absorber energías transitorias (incluso más altas), pueden suprimir los transitorios positivos y negativos.

Se colocarán varistores en los conductores positivo y negativo, conectado al conductor de tierra en la caja de conexiones.

El inversor dispone también de varistores en los conductores positivo y negativo de las líneas de entrada de corriente continua del campo fotovoltaico.

2.4.2. PROTECCIONES EN CORRIENTE ALTERNA

- **Interruptores automáticos de desconexión**

Su función principal es realizar la desconexión automática del inversor, en caso de pérdida de tensión o frecuencia de la red.

Incorpora relé de enclavamiento accionado por variaciones de tensión y frecuencia fuera de los límites permitidos.

El inversor se puede conectar y desconectar manualmente utilizando el interruptor ON-OFF que incorpora.

Estos interruptores vienen incorporados en los inversores como parte de la regulación del equipo. Los intervalos límite de variación de frecuencia y tensión, se integran vía software en el propio inversor lo cual resulta totalmente inaccesible para el usuario.

- **Derivador de sobretensiones (Varistor)**

En la línea de CA se colocarán varistores tanto a la salida de los inversores como en la entrada de los transformadores para asegurarnos la protección de la línea. Así mismo el edificio de celda dispone de varistores para protegerse ante sobretensiones. Este último varistor viene a cargo de la compañía dueña del transformador.

- **Fusibles en cuadro eléctrico intermedio**

En el cuadro eléctrico intermedio, se dispone de un conjunto de fusibles de protección de línea que discurre desde el inversor hasta la conexión en el edificio de contadores.

- **Interruptor automático y diferencial regulable en cuadro de contadores**

Su principal función es la protección frente a contactos indirectos, aunque también actúa como límite de las tensiones de contacto en las partes metálicas en caso de falta de aislamiento de los conductores activos.

Es regulable de 0,03 A a 10 A, y 0 a 3 segundos.

- **Fusibles en cuadro de contadores**

Su principal función es proteger la línea de sobreintensidades.

Se colocarán fusibles en los armarios de contadores.

- **Fusibles en celdas de Baja Tensión en el Centro de Transformación.**

Su principal función es proteger la línea de sobreintensidades.

Se colocarán fusibles en los centros de transformación en las celdas de baja tensión.

2.5. OBRA CIVIL

Se describe aquí la obra civil necesaria para la realización del parque completo.

Las descripciones y mediciones que se enumeran son las generales. Los trabajos a realizar son los siguientes:

2.5.1. MOVIMIENTO DE TIERRA

Será necesario realizar movimiento de tierras previo al inicio de la construcción de la instalación con el fin de permitir el acceso a los diferentes componentes, para su inspección y mantenimiento.

La parcela elegida, presenta inicialmente un perfil llano y las estructuras que sostienen los módulos fotovoltaicos se fijan al terreno por medio de tornillo directo (evitando la construcción de zapatas), por lo que en este caso el movimiento de tierras es mínimo.

2.5.2. CERRAMIENTO PERIMETRAL

Se construirá un cerramiento perimetral de la instalación mediante una valla de cinegética galvanizada de 2 metros de altura.

Se instalarán tubos galvanizados de soporte de 2,40 m de alto, empotrados 40 cm en dados de hormigón de 40 x 40 cm en planta y 50 cm de profundidad.

La valla, cumplirá la Ley 4/1998 sobre conservación de los espacios naturales y de la flora y fauna silvestre.

Además, se ha creado un camino de servicio, para permitir el acceso al edificio de contadores con el fin de que se pueda realizar el adecuado mantenimiento. El firme de los caminos se realizará con una capa de 30 cm de gravilla natural y extendida de 18/25.

La longitud aproximada del vallado es de 524 m para el cerramiento perimetral.

2.5.3. CAMINOS Y ACCESOS

El acceso a la planta se realizará en la zona sur de la finca colindando con el camino que da servicio a las instalaciones vecinas.

2.5.4. ZANJAS

Se realizarán zanjas a lo largo de la instalación de enlace para canalización del cableado de Corriente Alterna desde el edificio de servicios hasta el transformador además de la canalización de los servicios auxiliares de alimentación.

Las zanjas para cableados de BT, se construirán de acuerdo con el Reglamento de Baja Tensión y estas seguirán el trazado en paralelo del camino de servicios.

Las zanjas para cableado de MT, se construirán de acuerdo con el Reglamento de Líneas de Alta Tensión.

2.5.5. ARQUETAS

En la parte de corriente alterna de BT, el conductor se enterrará directamente. Los empalmes se producen todos aéreos, en los equipos a conectar o en cajas de conexiones aéreas de intemperie.

Cuando la arqueta sea de paso, en línea recta, la arqueta será del tipo A1. En los cambios de derivación o las acometidas a equipos, las arquetas serán del tipo A2.

2.5.6. BANCADAS Y ZAPATAS

No será necesaria la construcción de bancadas y zapatas para la ubicación de las estructuras soportes, puesto que se fijan al terreno mediante tornillo directo.

2.5.7. MAQUINARIA NECESARIA

Para la realización de la obra civil se considera necesaria maquinaria con los siguientes fines:

- Maquinaria para transporte de material dentro de la obra.
- Maquinaria para realización de pequeños movimientos de tierra.
- Equipos para alimentación eléctrica en obra.

2.6. CÁLCULOS

2.6.1. RADIACIÓN SOLAR

La radiación solar extraterrestre es relativamente constante, cuando llega a la atmósfera se producen fenómenos de absorción, dispersión y reflexión que hacen que la radiación sobre la superficie terrestre sea muy variable.

Se hace referencia a diferentes tipos de radiación solar:

- Radiación global: es la radiación que nos llega a la superficie terrestre.
- Radiación directa: es la radiación que nos llega a la Tierra en línea con el disco solar.
- Radiación difusa: es la radiación originada por efectos de dispersión en la atmósfera.
- Radiación de albedo: es la radiación reflejada por el entorno.

La radiación solar incidente en una superficie horizontal se calcula mediante la siguiente expresión:

$$G(0) = I(0) + D(0)$$

Donde,

$G(0)$ es la radiación global sobre superficie horizontal.

$I(0)$ es la radiación directa sobre superficie horizontal.

$D(0)$ es la radiación difusa sobre superficie horizontal.

La radiación solar incidente en una superficie inclinada y orientada se calcula según la expresión:

$$G(\alpha, \beta) = I(\alpha, \beta) + D(\alpha, \beta) + R(\alpha, \beta)$$

Donde,

α es el ángulo de orientación de la superficie.

β es el ángulo de inclinación de la superficie.

$G(\alpha, \beta)$ es la radiación global sobre la superficie inclinada y orientada.

$I(\alpha, \beta)$ es la radiación directa sobre la superficie inclinada y orientada.

$D(\alpha, \beta)$ es la radiación difusa sobre la superficie inclinada y orientada.

$R(\alpha, \beta)$ es la radiación de albedo sobre la superficie inclinada y orientada.

En este caso no tenemos en cuenta la radiación de albedo por ser despreciable en la estimación de la radiación global para este tipo de proyecto.

2.6.2. CÁLCULO DE IRRADIANCIA

Se parte de los datos que registra la estación de medida de radiación solar que se corresponden con datos horarios durante un año completo en la provincia de Huelva. La estación de medida nos proporciona tanto la irradiancia global como la difusa además de la temperatura.

Se trabaja con valores promedio, para ello se tiene que calcular mes a mes la irradiancia media que tiene lugar a las diferentes horas del día. Estos cálculos se han realizado a través de una macro en una hoja de cálculo de Excel. Las figuras 9 y 10 muestran los datos promedios horarios del mes de enero⁹.

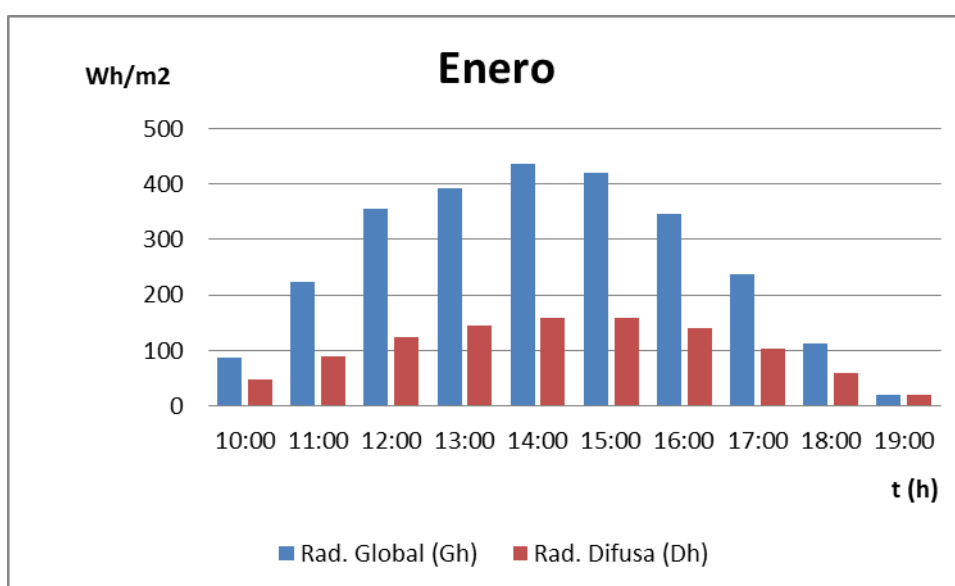


Figura 13: Promedios horarios de irradiación solar en enero

⁹ Las gráficas del resto de meses se pueden ver en la hoja de cálculo “Promedios horarios” incluida en el CD.

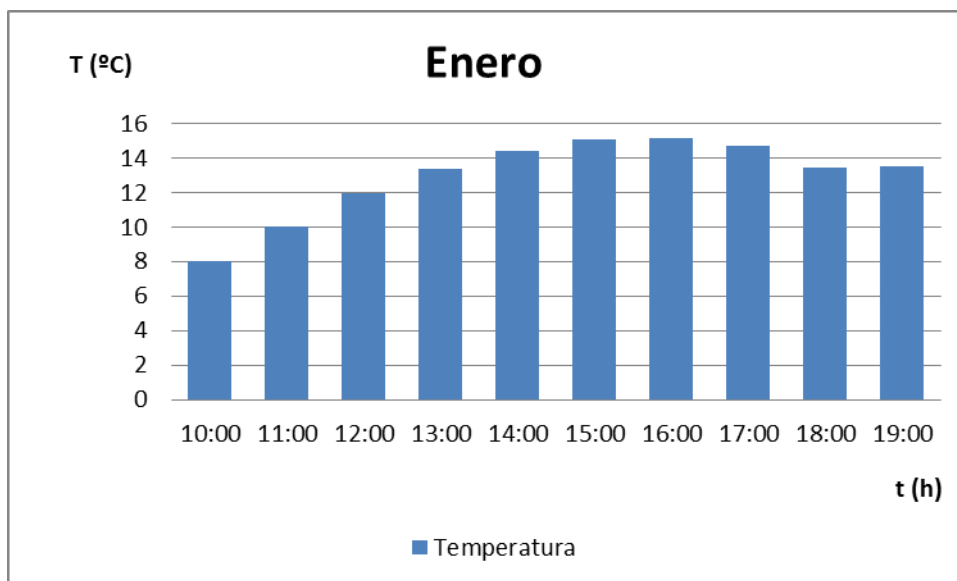


Figura 14: Promedios horarios de temperatura en enero

Cálculo de irradiancia solar sobre una superficie horizontal

Una vez obtenidos los datos promedio de temperatura, irradiancia global e irradiancia difusa, todos ellos datos obtenidos del instrumento de medida sobre superficie horizontal, obtenemos de forma inmediata la irradiancia directa como diferencia de la global y la difusa.

$$I(0) = G(0) - D(0)$$

Siendo:

$I(0)$ la irradiancia directa sobre superficie horizontal (W/m^2).

$G(0)$ la irradiancia global sobre superficie horizontal (W/m^2).

$D(0)$ la irradiancia difusa sobre superficie horizontal (W/m^2).

Cálculo de irradiancia solar sobre una superficie inclinada

Para el cálculo de la irradiancia sobre superficie inclinada fija, que es el caso que nos ocupa, primeramente necesitamos conocer una serie de parámetros.

- Longitud del lugar (LL): $06^{\circ}50'01''\text{O}$
- Latitud del lugar (Φ): $37^{\circ}22'59''\text{N}$
- Longitud del huso horario de referencia (LH), en España es el meridiano de Greenwich ($\text{LH}=0$).

- Día tipo. Se ha elegido el día quince de cada mes para realizar los cálculos mensuales de radiación. Es una elección arbitraria y con ello se consigue una aproximación aceptable que simplifica los cálculos.
- Día natural (dn), se toma como día natural uno el primer día de enero y como día natural trescientos sesenta y cinco el último día de diciembre.
- Factor de corrección de excentricidad (ϵ_o): es la distancia media del Sol a la Tierra dividido por la distancia del punto considerado y todo ello elevado al cuadrado. Se ha calculado mediante la aproximación de Duffie y Beckman.

$$\epsilon_o = 1 + 0,033 \cdot \cos\left(\frac{360}{365} \cdot dn\right)$$

Siendo dn el día natural.

- Ángulo diario (Γ): es aquel relativo a la posición de la Tierra en el plano de la eclíptica. Se mide en radianes (rad).

$$\Gamma = \frac{2 \cdot \pi}{365} \cdot (dn - 1)$$

Siendo dn el día natural.

- Declinación (δ): es el ángulo que forma la línea que une el centro de la Tierra y el centro del Sol con el plano del ecuador celeste. Se ha calculado mediante la aproximación de Cooper y se mide en grados sexagesimales ($^\circ$).

$$\delta = 23,45 \cdot \text{sen}\left[\frac{360}{365} \cdot (dn + 284)\right]$$

Siendo dn el día natural.

- Ecuación del tiempo (ET): relaciona el tiempo solar verdadero (TSV) con el tiempo del reloj (LCT), se ha calculado mediante la aproximación de Spencer.

$$ET = \frac{229,18}{60} \cdot [0,000075 + 0,001868 \cdot \cos(\Gamma) - 0,01415 \cdot \cos(2 \cdot \pi) - 0,04089 \cdot \text{sen}(2 \cdot \pi) - 0,032077 \cdot \text{sen}(\Gamma)]$$

Siendo Γ el ángulo diario (rad)

- Ángulo solar horario (ω): el ángulo que describe el Sol respecto al observador. Se mide en grados sexagesimales ($^\circ$).

$$\omega = (TO - 12 + ET - AO) \cdot 15 - (LL - LH)$$

Siendo:

TO, el tiempo oficial (h).

ET, la ecuación de tiempo.

AO, el adelanto horario respecto de la hora oficial (h). En España es de una hora en invierno y de dos horas en verano.

LL, la longitud del lugar ($^\circ$).

LH, la longitud del meridiano de referencia ($^\circ$), el meridiano de Greenwich.

- Posición relativa del Sol desde una superficie horizontal ($\cos\theta_{zs}$).

$$\cos\theta_{zs} = \text{sen}(\Phi) \cdot \text{sen}(\delta) + \cos(\Phi) \cdot \cos(\omega)$$

Siendo:

Φ , la latitud del lugar (rad).

δ , la declinación (rad).

Ω , el ángulo solar horario (rad).

- Posición relativa del Sol desde una superficie inclinada y orientada ($\cos\theta_s$).

$$\begin{aligned} \cos\theta_s = & \text{sen}(\delta) \cdot \text{sen}(\Phi) \cdot \cos(\beta) - \text{sen}(\delta) \cdot \cos(\Phi) \cdot \text{sen}(\beta) \cdot \cos(\alpha) \\ & + \cos(\delta) \cdot \cos(\Phi) \cdot \cos(\beta) \cdot \cos(\omega) + \cos(\delta) \cdot \text{sen}(\Phi) \cdot \text{sen}(\beta) \\ & \cdot \cos(\alpha) \cdot \cos(\omega) + \cos(\delta) \cdot \text{sen}(\alpha) \cdot \text{sen}(\omega) \cdot \text{sen}(\beta) \end{aligned}$$

Siendo:

δ la declinación (rad).

Φ la latitud del lugar (rad).

β la inclinación de los módulos fotovoltaicos (rad).

α la orientación de los módulos fotovoltaicos (rad).

Una vez obtenidos los valores de los parámetros indicados, se elige la inclinación y orientación de los módulos de la instalación. Primeramente, se estimó una inclinación de los módulos fija de treinta y ocho grados sexagesimales porque es el valor redondeado de la latitud del lugar. Y una orientación de cero grados porque la instalación se ubica con los módulos en orientación sur.

A continuación, se calcula la irradiancia difusa y directa para una superficie inclinada partiendo de datos horarios mediante el modelo de Liu y Jordan.

$$D(\alpha, \beta) = \frac{1}{2} \cdot D(0) \cdot [1 + \cos(\beta)]$$

Siendo:

$D(\alpha, \beta)$ la irradiancia difusa sobre superficie inclinada y orientada (W/m^2).

$D(0)$ la irradiancia difusa sobre una superficie horizontal (W/m^2).

β el ángulo de inclinación de los módulos fotovoltaicos (rad).

$$I(\alpha, \beta) = I(0) \cdot \frac{\cos(\theta_s)}{\cos(\theta_{zs})}$$

Siendo:

$I(\alpha, \beta)$ la irradiancia directa sobre superficie inclinada y orientada (W/m^2).

$I(0)$ la irradiancia directa sobre superficie horizontal (W/m^2).

$\cos(\theta_s)$ la posición relativa del Sol sobre una superficie inclinada.

$\cos(\theta_{zs})$ la posición relativa del Sol sobre una superficie horizontal.

Una vez conocidos ambos valores, se calcula la irradiancia global sobre una superficie inclinada mediante la suma de la radiación difusa y la directa.

$$G(\alpha, \beta) = D(\alpha, \beta) + I(\alpha, \beta)$$

Siendo:

$G(\alpha, \beta)$ la irradiancia global sobre una superficie inclinada y orientada (W/m^2).

$D(\alpha, \beta)$ la irradiancia difusa sobre superficie inclinada y orientada (W/m^2).

$I(\alpha, \beta)$ la irradiancia directa sobre superficie inclinada y orientada (W/m^2).

Una vez conocida la irradiancia global sobre superficie inclinada treinta y ocho grados y orientada al sur, se calcula el total de irradiancia global anual para el día tipo considerado.

Mediante la aplicación Solver de la hoja de cálculo Excel, se obtiene la máxima irradiancia anual posible para nuestra instalación. Con esta aplicación se optimiza la irradiancia global total en función del ángulo de inclinación de los módulos solares. Obteniéndose un ángulo de inclinación de $24,44^\circ$ para conseguir la máxima irradiancia anual. Que redondeamos a 25° .

Este ángulo es el que se ha elegido como ángulo de inclinación de los módulos fotovoltaicos.

Las siguientes figuras muestran los valores de irradiancia tanto en superficie horizontal como inclinada. Se observa como se consigue una mayor irradiancia solar en la gráfica sobre superficie inclinada. No obstante en los meses de mayor irradiancia (verano), se observa una pérdida de irradiancia al poner una superficie inclinada, pero como lo que interesa es una mayor irradiancia anual, la ganancia total es mayor con superficie inclinada¹⁰.

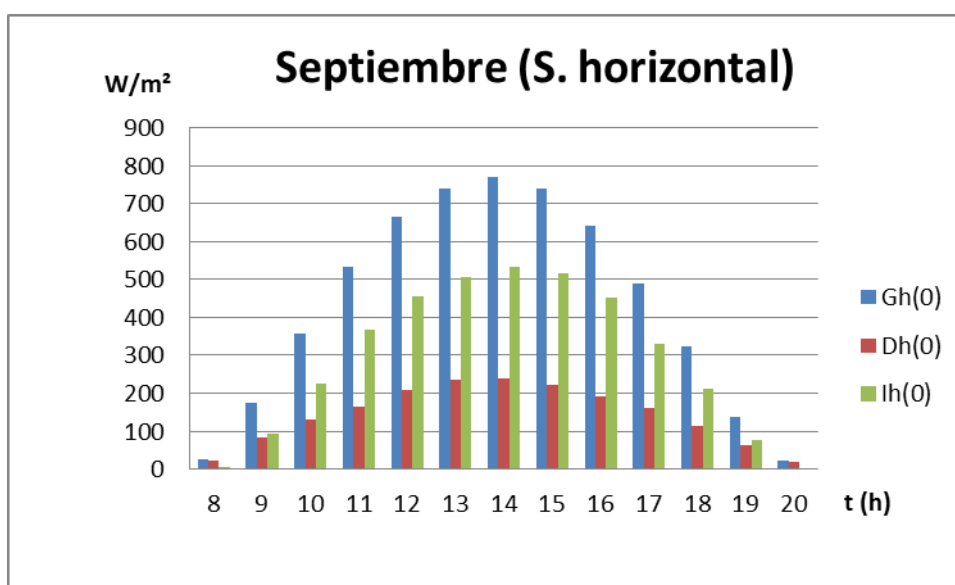


Figura 15: Irradiancia sobre superficie horizontal (septiembre)

¹⁰ Las gráficas del resto de meses se pueden ver en la hoja de cálculo “Radiación” incluida en el CD.

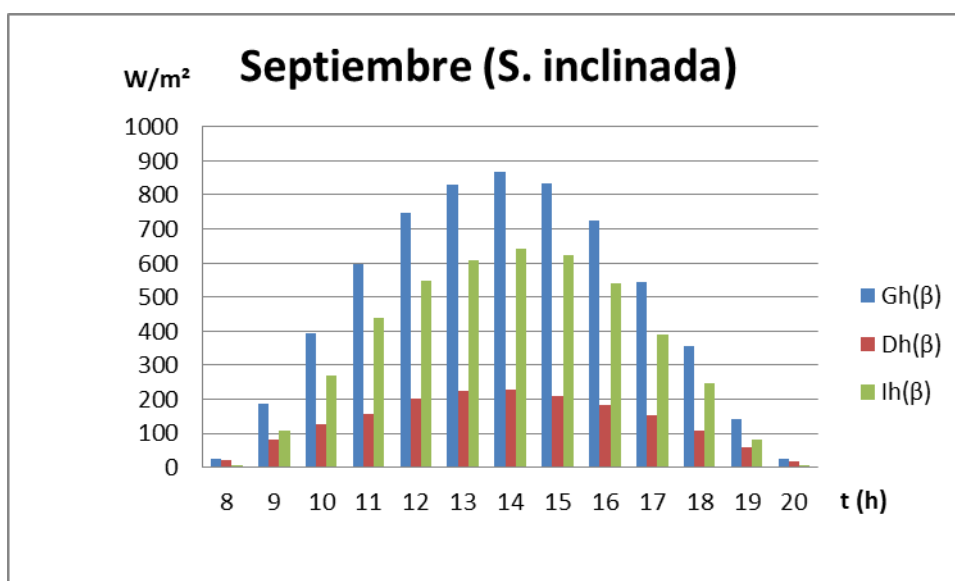


Figura 16: Irradiancia sobre superficie inclinada (septiembre)

Orientación, inclinación y sombras

La orientación y la inclinación del generador fotovoltaico y las posibles sombras sobre el mismo serán tales que las pérdidas sean inferiores a los valores que muestra la siguiente tabla:

Tabla 4: Límites establecidos de pérdidas (Fuente: IDAE)

	<i>Orientación e inclinación (OI)</i>	<i>Sombras (S)</i>	<i>Total (OI+S)</i>
General	10 %	10 %	15 %
Superposición	20 %	15 %	30 %
Integración arquitectónica	40 %	20 %	50 %

El presente proyecto se corresponde con el caso general y, por tanto, debe cumplir las tres condiciones: pérdidas por inclinación y orientación máximas del 10%, pérdidas por sombras máximas del 10% y pérdidas totales (la suma de las anteriores) máximas del 15%.

- **Influencia de la orientación y la inclinación**

Las pérdidas por este concepto se calculan en función del ángulo de inclinación ($\beta=25^\circ$) y el ángulo de acimut ($\alpha=0^\circ$).

En función del acimut, calculamos los límites de inclinación máxima y mínima para una latitud de 41° (que es la latitud que emplea la gráfica de la figura que se muestra a continuación):

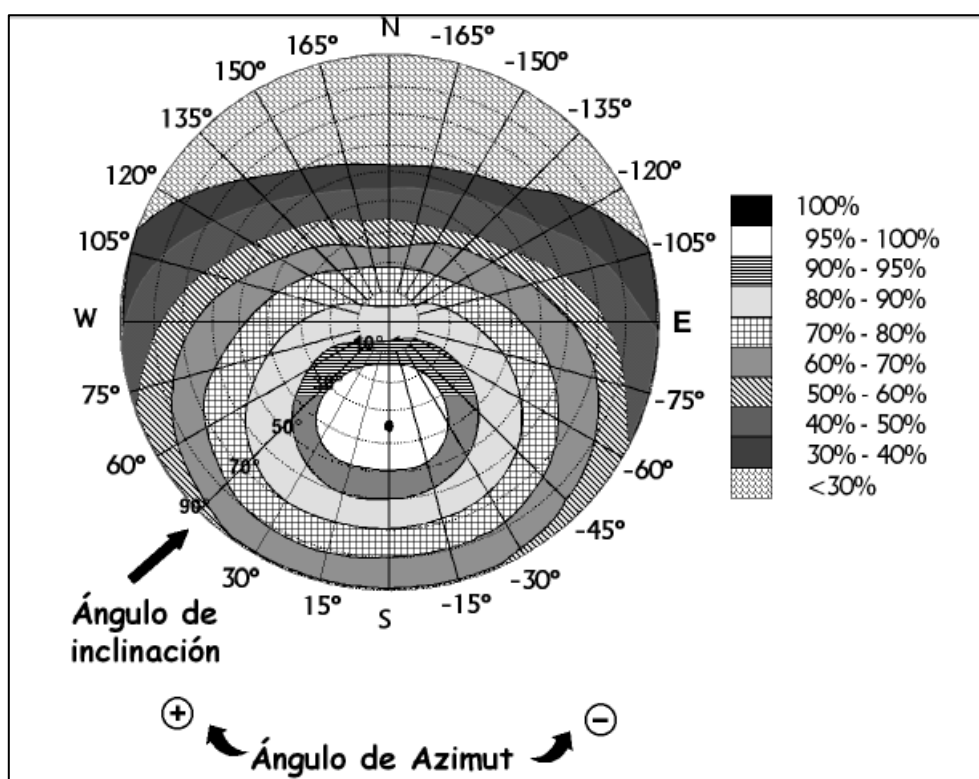


Figura 17: Pérdidas por orientación e inclinación (latitud 41°)

De manera que los valores límites obtenidos son:

-Inclinación máxima: 56°

-Inclinación mínima: 5°

Una vez obtenidos los valores límite de inclinación, se corrigen para la latitud del lugar en el que se realiza el huerto solar ($\Phi=37,38^\circ$), empleando las siguientes expresiones:

$$\text{Inclinación máxima} = \beta \max(\Phi = 41^\circ) - (41 - \Phi)$$

$$\text{Inclinación mínima} = \beta \min(\Phi = 41^\circ) - (41 - \Phi)$$

Siendo 0° el valor mínimo de inclinación mínima.

De modo que los límites de inclinación para el huerto solar son:

-Inclinación máxima: 52°

-Inclinación mínima: 2°

Por tanto, nuestro huerto solar con generadores orientados al sur (acimut 0°) e inclinados 25° cumple con los límites de pérdidas establecidos.

- **Influencia de las sombras**

El procedimiento para determinar las pérdidas por sombras consiste en la comparación del perfil de obstáculos que afecta a la superficie de estudio con el diagrama de trayectoria del Sol.

En nuestro caso, la ubicación del huerto solar no presenta obstáculos que proyecten sombra en los módulos solares. No obstante, como la instalación cuenta con numerosas ramas de paneles dispuestas en paralelo, debemos tener en cuenta la distancia mínima entre ramas para garantizar que no se proyecten sombras entre ramas.

El cálculo se detalla en el apartado de cálculo del rendimiento.

- **Distancia entre módulos**

La distancia mínima entre módulos fotovoltaicos para evitar sombras se calcula mediante la siguiente expresión:

$$d_{\min} = \frac{h_{\text{total}}}{\tan(61^\circ - \Phi)}$$

Siendo:

d_{\min} , la distancia mínima entre ramas consecutivas de módulos (m).

h_{total} , la altura de la fila de módulos incluyendo las irregularidades del terreno.

Φ , la latitud del lugar ($^{\circ}$).

Según esto la distancia que se debe dejar entre ramas en paralelo de módulos es 2,3 m. Evitando que se produzcan pérdidas por sombreado en la mayor parte de las horas del día.

2.6.3. CÁLCULO DE TENSIONES Y CORRIENTES

Los parámetros característicos de un módulo fotovoltaico son los siguientes:

- La corriente de cortocircuito (I_{sc})
- La tensión a circuito abierto (V_{oc})
- La potencia pico (W_p): es la potencia de salida del módulo en condiciones estándar. Es un valor ideal porque siempre existen pérdidas.
- El factor de forma (FF): mide la calidad de la unión de las células.
- La potencia máxima (P_{max}): producto de la corriente y la tensión máximas.

Modelo de Green

Se realiza la corrección de tensiones y corrientes dados por el fabricante, debido a la diferencia de valores de irradiancia y temperatura en el momento de operación de los módulos a diferencia de las condiciones estándar empleadas por el fabricante.

Para ello empleamos el modelo simplificado de Green, que permite calcular la curva I-V a partir de los datos del fabricante.

- Intensidad de corriente en las nuevas condiciones:

$$I_{sc}^N = I_{sc}^A \cdot \frac{G^N}{G^A} + Np \cdot \alpha_c \cdot (T^N - T^A)$$

Siendo:

I_{sc}^N , la nueva corriente de cortocircuito del módulo debido a las variaciones de irradiancia y temperatura.

I_{sc}^A , la corriente de cortocircuito del módulo indicada por el fabricante.

G^N , la irradiancia global incidente en los módulos.

G^A , la irradiancia global en condiciones estándar de medida (1000 W/m²).

Np , el número de células en paralelo del módulo.

α_c , el coeficiente de temperatura en I_{sc} .

T^N , la nueva temperatura del módulo debido a las variaciones de irradiancia y temperatura.

T^A , la temperatura de referencia en condiciones estándar indicada por el fabricante.

- Tensión a circuito abierto en las nuevas condiciones:

$$V_{OC}^N = V_{OC}^A + N_S \cdot v_T \cdot m \cdot \ln \left(\frac{I_{SC}^N}{I_{SC}^A} \right) - \beta \cdot (T^N - T^A)$$

Siendo:

V_{OC}^N , la nueva tensión a circuito abierto debido a las variaciones de irradiancia y temperatura.

V_{OC}^A , la tensión a circuito abierto indicada por el fabricante.

N_S , el número de células en serie del módulo.

v_T , el potencial térmico.

m , el factor de idealidad.

T^N , la nueva temperatura del módulo debido a las variaciones de irradiancia y temperatura.

T^A , la temperatura de referencia en condiciones estándar indicada por el fabricante.

β , el coeficiente de temperatura de V_{oc} .

A continuación se muestra una tabla con los valores de intensidades y tensiones calculados según el modelo de Green para un día tipo del mes de marzo¹¹.

¹¹ Los resultados de todos los meses se pueden ver en la hoja de cálculo “Fotovoltaica” incluida en el CD.

Tabla 5: Intensidades y tensiones de día tipo de marzo (Elaboración propia)

INTENSIDADES Y TENSIONES DE UN MÓDULO				
hora	Gh(β), Wh/m ²	T ^a (°C)	Isc ^c (A)	Voc ^c (V)
8	67,14	12,14	0,48	33,65
9	101,01	12,14	0,77	34,36
10	290,14	21,12	2,41	35,04
11	489,67	30,40	4,15	34,76
12	656,97	38,46	5,60	34,25
13	757,46	43,96	6,48	33,82
14	793,57	46,51	6,80	33,58
15	785,67	47,21	6,74	33,49
16	717,47	45,28	6,15	33,58
17	583,25	40,53	5,00	33,83
18	390,27	33,03	3,33	34,11
19	122,89	22,01	1,01	33,60
20	16,82	18,74	0,10	30,46

2.6.4. CÁLCULO DE ASOCIACIÓN DE MÓDULOS

La configuración de la instalación está directamente relacionada con el número de módulos fotovoltaicos empleados y su disposición en el espacio.

Para conocer el número de módulos dispuestos en serie se tiene en cuenta el rango de tensiones de entrada que acepta el inversor. Elegiremos el máximo número de paneles en serie para trabajar a la tensión más elevada posible y evitar así mayores pérdidas en el cableado.

Por tanto el rango de número de paneles en serie se ha calculado con la siguiente expresión:

$$\frac{V_{\min \text{ inversor cc}}}{V_{\min \text{ módulos}}} < N_s < \frac{V_{\max \text{ inversor cc}}}{V_{\max \text{ módulos}}}$$

Siendo:

$V_{\min \text{ inversor cc}}$, la tensión mínima que admite el inversor en corriente continua.

$V_{\min \text{ módulos}}$, la tensión mínima de los módulos fotovoltaicos.

$V_{\max \text{ inversor cc}}$, la tensión máxima que admite el inversor en corriente continua.

$V_{\max \text{ módulos}}$, la tensión máxima de los módulos fotovoltaicos.

Mientras que el número de paneles en paralelo viene determinado por la corriente máxima disponible.

$$N_p < \frac{I_{\max \text{ inversor } cc}}{I_{\max \text{ módulos}}}$$

Siendo:

$I_{\max \text{ inversor } cc}$, la corriente máxima que admite el inversor en corriente continua.

$I_{\max \text{ módulos}}$, la corriente máxima de los módulos fotovoltaicos.

En función de la potencia a instalar en la instalación, los resultados son: 28 módulos en serie por rama y 31 ramas en paralelo.

2.6.5. CÁLCULO DE LA SECCIÓN DE CONDUCTORES

La sección de los conductores varía en función de las características de la línea. Distinguimos dos tramos claramente diferenciados: el cableado de corriente continua y el cableado de corriente alterna. Para ambos, el modelo de cálculo de la sección de conductores es el mismo.

La determinación reglamentaria de la sección de un cable consiste en calcular la sección mínima normalizada que satisface simultáneamente las tres condiciones siguientes:

- **Criterio de la intensidad máxima admisible o de calentamiento:**

La temperatura del conductor del cable, trabajando a plena carga y en régimen permanente, no deberá superar en ningún momento la temperatura máxima admisible asignada de los materiales que se utilizan para el aislamiento del cable.

- **Criterio de la caída de tensión:**

La circulación de corriente a través de los conductores, ocasiona una pérdida de potencia transportada por el cable, y una caída de tensión o diferencia entre las tensiones en el origen y el final de la línea. Esta caída de tensión debe ser inferior a los límites marcados por el Reglamento en cada parte de la instalación, con el objeto de garantizar el funcionamiento de los receptores alimentados por el cable.

- **Criterio de la intensidad de cortocircuito:**

La temperatura que puede alcanzar el cable, como consecuencia de un cortocircuito o sobreintensidad de corta duración, no debe sobrepasar la temperatura máxima admisible de corta duración (para menos de 5 segundos) asignada a los materiales utilizados para el aislamiento del cable.

Según la ITC-BT-40 para plantas generadoras conectadas a red debemos sobredimensionar la intensidad máxima un 25%. Es decir,

$$I_{SC\ linea} = I_{SC} \cdot 1,25$$

Siendo:

$I_{SC\ linea}$, la intensidad de cortocircuito de la línea de cable.

I_{SC} , la intensidad de cortocircuito.

Todos los conductores empleados serán de cobre (excepto en la línea de acometida que se emplean conductores de aluminio).

-La conductividad del cobre a 90 °C es 44 m / ($\Omega \cdot \text{mm}^2$).

-La conductividad del aluminio a 90° C es 27 m / ($\Omega \cdot \text{mm}^2$).

Cableado de corriente continua

Este circuito comprende el conjunto de cables que conecta los módulos fotovoltaicos con el inversor. Se trata de cables dispuestos al aire de distribución por lo que se emplea la normativa indicada por la ITC-BT-07 (apartado 3.1.4. Condiciones de instalación al aire y apartado 3.1.2. Condiciones de instalación enterrada).

La fórmula que se emplea para el cálculo de la sección es:

$$S_{cc} = \frac{2 \cdot L \cdot I}{\gamma \cdot \Delta V}$$

Siendo:

S_{cc} , la sección del conductor en corriente continua (mm^2).

L, la longitud del conductor en el tramo correspondiente (m).

I, la intensidad de la línea (A).

γ , la conductividad del conductor ($\text{m}/\Omega \cdot \text{mm}^2$).

ΔV , la caída de tensión máxima.

A su vez, este circuito se divide en tres tramos de cables con secciones diferentes:

- **Tramo 1**

Este tramo comprende cada una de las líneas que recorren las 31 ramas de módulos fotovoltaicos hasta las cajas de conexión correspondientes. Se trata de un sistema monofásico al aire que conecta los módulos en serie entre si (el circuito que conecta los módulos en paralelo transcurre enterrado). Las características de la línea son:

Tabla 6: Características técnicas de la línea CC tramo 1 (Elaboración propia)

TRAMO 1: LÍNEA DE CORRIENTE CONTINUA			
Descripción de la línea	Símbolo	Valor	Unidad
Potencia de la carga	P	6100	W
Tensión del sistema monofásico	V	814,32	V
Intensidad de cortocircuito	Isc	8,4	A
Longitud	L	45	m
Caída de tensión admisible	ΔV	1,5	%

Primero se sobredimensiona la línea como especifica el Reglamento:

$$I_{SC\ línea} = 8,4 \cdot 1,25 = 10,5\ A$$

El criterio de la caída de tensión máxima admisible nos limita la sección mínima del cable, según la siguiente expresión:

$$S_{cc1} = \frac{2 \cdot L \cdot I}{\gamma \cdot \Delta V} = \frac{2 \cdot 45 \cdot 8,32}{44 \cdot 12,19} = 1,9\ mm^2$$

El Reglamento establece que la sección mínima de los conductores de la instalación debe ser de 6 mm².

Elegimos el cable normalizado PV1-F 0,6/1 kV (catálogo Prysmian: Tecsun PV) de sección 6 mm² con aislamiento XLPE, que soporta una intensidad máxima de 59 A. La intensidad máxima de la línea es 7,49 A.

Para el cálculo de la intensidad máxima que puede soportar el cable debemos tener en cuenta el factor de exposición al sol (0,9):

$$I_{\max \text{ línea}} = \frac{7,49}{0,9} = 8,32 \text{ A}$$

Para un cable de sección 6 mm² el Reglamento establece una intensidad máxima admisible de 56,32 A.

Por tanto cumple con el criterio de la intensidad máxima admisible:

$$I_{\max \text{ adm}} > I_{\max \text{ línea}}$$

La sección elegida para el cable tiene que ser superior a la calculada por la caída de tensión admisible. En este caso será la mínima que establece el Reglamento: 6 mm². Para comprobar que se cumple el criterio de la caída de tensión admisible empleamos la siguiente expresión:

$$AV_{\max \text{ línea}} = \frac{2 * L * I}{\gamma * S} = 3,98 \text{ V}$$

La caída de tensión máxima admisible es 1,5 % según el Pliego de Condiciones Técnicas, es decir, 12,21 V. Por tanto:

$$AV_{\max \text{ línea}} < AV_{\max \text{ admisible}}$$

El Reglamento indica que para cables de cobre con aislamiento XLPE, la densidad de corriente máxima de cortocircuito (μ) debe ser 142 A/mm² para una duración de cortocircuito de un segundo.

$$I_{sc} = \mu \cdot \frac{S}{\sqrt{t}}$$

Siendo:

S, la sección del cable (mm²).

t, el tiempo de duración del cortocircuito (s).

Para el cable seleccionado:

$$I_{SC} = 142 \cdot \frac{6}{\sqrt{1}} = 852 \text{ A}$$

La intensidad de cortocircuito máxima de la línea es de 10,5 A. Se cumple el criterio de la intensidad máxima de cortocircuito:

$$I_{SC \text{ max adm}} > I_{SC \text{ linea}}$$

Por tanto el cable elegido es: **PV1-F 0,6/1 kV 1x6 mm²**

- **Tramo 2**

Este tramo comprende las líneas que conectan cada una de las cajas de conexiones de las ramas de módulos con la caja de conexión previa al inversor. El cableado transcurre enterrado. Las características de la línea son:

Tabla 7: Características técnicas de la línea CC tramo 2 (Elaboración propia)

TRAMO 2: LÍNEA DE CORRIENTE CONTINUA			
Descripción de la línea	Símbolo	Valor	Unidad
Potencia de la carga	P	73191	W
Tensión del sistema monofásico	V	814,32	V
Intensidad de cortocircuito	Isc	100,8	A
Longitud	L	60	m
Caída de tensión admisible	ΔV	1,5	%

Primero se sobredimensiona la línea como especifica el Reglamento:

$$I_{SC \text{ linea}} = 100,8 \cdot 1,25 = 126 \text{ A}$$

El criterio de la caída de tensión máxima admisible nos limita la sección mínima del cable, según la siguiente expresión:

$$S_{CC2} = \frac{2 \cdot L \cdot I}{\gamma \cdot \Delta V} = \frac{2 \cdot 60 \cdot 103,31}{44 \cdot 12,19} = 23,1 \text{ mm}^2$$

Elegimos el cable PV1-F 0,6/1 kV de 35 mm² de sección que soporta una intensidad de 174 A. La intensidad máxima de la línea es 89,88 A.

Aplicando los factores de corrección correspondientes (diferencia de resistividad térmica del terreno) tenemos:

$$I_{\max \text{ línea}} = \frac{89,88}{0,87} = 103,31 \text{ A}$$

Para un cable de sección 35 mm² el Reglamento establece una intensidad máxima admisible de 177,6 A.

Por tanto cumple con el criterio de la intensidad máxima admisible:

$$I_{\max \text{ adm}} > I_{\max \text{ línea}}$$

La sección elegida para el cable tiene que ser superior a la calculada por la caída de tensión admisible. Para comprobar que se cumple el criterio de la caída de tensión admisible empleamos la siguiente expresión:

$$AV_{\max \text{ línea}} = \frac{2 * L * I}{\gamma * S} = 7,78 \text{ V}$$

La caída de tensión máxima admisible es 1,5 % según el Pliego de Condiciones Técnicas, es decir, 12,21 V. Por tanto:

$$AV_{\max \text{ línea}} < AV_{\max \text{ admisible}}$$

El Reglamento indica que para cables de cobre con aislamiento XLPE, la densidad de corriente máxima de cortocircuito (μ) debe ser 142 A/mm² para una duración de cortocircuito de un segundo. Por tanto:

$$I_{sc} = \mu \cdot \frac{S}{\sqrt{t}} = 142 \cdot \frac{35}{\sqrt{1}} = 4970 \text{ A}$$

La intensidad de cortocircuito máxima de la línea es de 126 A. Se cumple el criterio de la intensidad máxima de cortocircuito:

$$I_{SC \max adm} > I_{SC \text{ linea}}$$

Por tanto el cable elegido es: **PV1-F 0,6/1 kV 1x35 mm²**

- **Tramo 3**

Ha sido necesario poner otra caja de conexiones antes del inversor para agrupar los cables de las tres cajas de conexiones, puesto que el inversor tiene un único seguidor para garantizar siempre el punto de máxima potencia. El cableado de este tramo transcurre enterrado.

Tabla 8: Características técnicas de la línea CC tramo 3 (Elaboración propia)

TRAMO 3: LÍNEA DE CORRIENTE CONTINUA			
Descripción de la línea	Símbolo	Valor	Unidad
Potencia de la carga	P	219573	W
Tensión del sistema monofásico	V	814,32	V
Intensidad de cortocircuito	Isc	302,4	A
Longitud	L	10	m
Caída de tensión admisible	ΔV	1,5	%

Primero se sobredimensiona la línea como especifica el Reglamento

$$I_{SC \text{ linea}} = 302,4 \cdot 1,25 = 378 \text{ A}$$

El criterio de la caída de tensión máxima admisible nos limita la sección mínima del cable, según la siguiente expresión:

$$S_{CC3} = \frac{2 \cdot L \cdot I}{\gamma \cdot \Delta V} = \frac{2 \cdot 10 \cdot 309,9}{44 \cdot 12,19} = 11,53 \text{ mm}^2$$

Elegimos el cable RV 0,6/1 kV de 150 mm² de sección que soporta una intensidad de 438 A. La intensidad máxima de la línea es 269,64 A.

Aplicando los factores de corrección correspondientes tenemos:

$$I_{\max \text{ cable}} = \frac{269,64}{0,87} = 309,9 \text{ A}$$

Para un cable de sección 150 mm² el Reglamento establece una intensidad máxima admisible de 471,6 A.

Por tanto cumple con el criterio de la intensidad máxima admisible:

$$I_{\max adm} > I_{\max linea}$$

La sección elegida para el cable tiene que ser superior a la calculada por la caída de tensión admisible. Para comprobar que se cumple el criterio de la caída de tensión admisible empleamos la siguiente expresión:

$$AV_{\max linea} = \frac{2 * L * I}{\gamma * S} = 0,91 V$$

La caída de tensión máxima admisible es 1,5 % según el Pliego de Condiciones Técnicas, es decir, 12,21 V. Por tanto:

$$AV_{\max linea} < AV_{\max admisible}$$

El Reglamento indica que para cables de cobre con aislamiento XLPE, la densidad de corriente máxima de cortocircuito (μ) debe ser 142 A/mm² para una duración de cortocircuito de un segundo. Por tanto:

$$I_{sc \max adm} = \mu \cdot \frac{S}{\sqrt{t}} = 142 \cdot \frac{150}{\sqrt{1}} = 21300 A$$

La intensidad de cortocircuito máxima de la línea es de 378 A. Se cumple el criterio de la intensidad máxima de cortocircuito:

$$I_{SC \max adm} > I_{SC linea}$$

Por tanto el cable elegido es: **PV1-F 0,6/1 kV 1x150 mm²**

Cableado de corriente alterna

Este circuito comprende el conjunto de cables que conecta el inversor con la red de distribución. Se trata de cables subterráneos de distribución por lo que se emplea la normativa indicada en la ITC-BT-07 (apartado 3.1.2. Condiciones de instalación enterrada).

La fórmula que se emplea para el cálculo de la sección es:

$$S_{CA} = \frac{\sqrt{3} \cdot L \cdot I_{N\ INV} \cdot \cos\phi}{\gamma \cdot \Delta V}$$

Siendo:

S_{CA} , la sección del conductor en corriente alterna (mm²).

L , la longitud del conductor en el tramo correspondiente (m).

$I_{N\ INV}$, la intensidad nominal del inversor (A).

$\cos\phi$, el factor de potencia.

γ , la conductividad del conductor (m/Ω·mm²).

ΔV , la caída de tensión admisible.

Este circuito se divide en dos tramos con secciones diferentes:

- **Tramo 1**

El circuito eléctrico comprendido entre el inversor y el centro de transformación. El primer tramo del sistema trifásico tiene una longitud total de 30 metros en los cuales las ternas trifásicas van enterradas en zanjas a 0,70 metros de profundidad con una separación mínima de 0,2 m.

En este tramo se colocan los sistemas de protección y maniobra en baja tensión de CA y los sensores de CA, además se incluye el contador bidireccional (obligatorio en este tipo de instalaciones).

Tabla 9: Características técnicas de la línea CA tramo 1 (Elaboración propia)

TRAMO 1: LÍNEA DE CORRIENTE ALTERNA			
Descripción de la línea	Símbolo	Valor	Unidad
Potencia de la carga	P	200000	W
Tensión del sistema trifásico	V	400	V
Intensidad máxima	I _{max}	315	A
Longitud	L	30	m
Caída de tensión admisible	ΔV	2	%
Factor de potencia	cosφ	0,999	-

Según la ITC-BT-40 para plantas generadoras conectadas a red debemos sobredimensionar la intensidad máxima un 25%.

$$I_{SC\ línea} = 315 \cdot 1,25 = 393,75\text{ A}$$

El criterio de la caída de tensión máxima admisible nos limita la sección mínima del conductor según la siguiente expresión:

$$S_{CA1} = \frac{\sqrt{3} \cdot L \cdot I_{NINV} \cdot \cos\phi}{\gamma \cdot \Delta V} = \frac{\sqrt{3} \cdot 30 \cdot 362 \cdot 0,916}{44 \cdot 8} = 48,98\text{ mm}^2$$

Elegimos el cable normalizado RV 0,6/1 kV de sección 3 x 240 mm², que soporta una intensidad de 519 A. La intensidad máxima de la línea es de 315 A.

Como el terreno tiene una resistividad térmica de 1,5 km/W aproximadamente y el Reglamento establece los valores de intensidad para una resistividad térmica de 1 km/W se tiene que aplicar un factor de corrección de 0,85:

$$I_{max\ línea} = \frac{315}{0,85} = 362\text{ A}$$

Para un cable de sección 240 mm² el Reglamento establece una intensidad máxima admisible de 520 A.

Por tanto cumple con el criterio de la intensidad máxima admisible:

$$I_{max\ adm} > I_{max\ línea}$$

La sección elegida para el cable tiene que ser superior a la calculada por la caída de tensión admisible. Para comprobar que se cumple el criterio de la caída de tensión admisible empleamos la siguiente expresión:

$$AV_{max\ linea} = \sqrt{3} \cdot I \cdot (R \cdot \cos\phi + X \cdot \sin\phi) = 2,2\ V$$

La caída de tensión máxima admisible es 2 % según el Pliego de Condiciones Técnicas, es decir, 8 V. Por tanto se cumple:

$$AV_{max\ linea} < AV_{max\ admisible}$$

El Reglamento indica que para cables de cobre con aislamiento XLPE, la densidad de corriente máxima de cortocircuito (μ) debe ser 142 A/mm² para una duración de cortocircuito de un segundo. Por tanto:

$$I_{sc\ max\ adm} = \mu \cdot \frac{S}{\sqrt{t}} = 142 \cdot \frac{240}{\sqrt{1}} = 34080\ A$$

La intensidad de cortocircuito máxima de la línea es de 394 A. Se cumple el criterio de la intensidad máxima de cortocircuito:

$$I_{SC\ max\ adm} > I_{SC\ linea}$$

Por tanto el cable elegido es: **RV 0,6/1 kV 3x240 mm²**

- **Tramo 2**

Se corresponde con la línea que va del centro de transformación a la red. La línea de acometida se realiza con cables de Aluminio y se necesitan los datos eléctricos del punto de conexión de la red proporcionados por la Compañía Distribuidora.

Se detalla el cálculo en el apartado: Cálculo de la línea de media tensión.

2.6.6. CÁLCULO DE LA LÍNEA DE MEDIA TENSIÓN

La línea de media tensión conecta el centro de transformación con el punto de conexión de red al que evacuamos la energía.

Se ha seleccionado un transformador de 250 kVA de potencia aparente de la marca ORMAZABAL.

Los datos del punto de conexión proporcionados por la Compañía Distribuidora son los siguientes:

-Potencia aparente de cortocircuito (S_{cc}): 300 MVA

-Tensión de suministro (V_n): 20 kV

-Frecuencia de red (f): 50 Hz

- **Lado de Alta Tensión:**

Intensidad nominal en el primario del transformador:

$$I_{np} = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_p} = \frac{250}{\sqrt{3} \cdot 20} = 7,217 \text{ A}$$

Siendo:

I_{np} : la intensidad nominal en el primario (A)

S : la potencia aparente del trafo (kVA)

U_p : la tensión en el primario (kV)

Intensidad de cortocircuito en el primario del transformador:

$$I_{ccp} = \frac{S_{cc}}{\sqrt{3} \cdot U_p} = \frac{300}{\sqrt{3} \cdot 20} = 8,66 \text{ kA}$$

Siendo:

I_{ccp} : la intensidad de cortocircuito en el primario (kA)

S_{cc} : la potencia aparente de corto de la red (MVA)

U_p : la tensión de suministro de red (kV)

- **Lado de Baja Tensión:**

Intensidad nominal en el secundario del transformador:

$$I_{ns} = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_s} = \frac{250.000}{\sqrt{3} \cdot 400} = 360,8 \text{ A}$$

Siendo:

I_{ns} : la intensidad nominal en el primario (A)

U_s : la tensión del trafo en el secundario (V)

S : la potencia aparente del trafo (VA)

Intensidad de cortocircuito en el secundario del transformador:

$$I_{ccs} = \frac{100 \cdot S}{\sqrt{3} \cdot u_{cc} \cdot U_s} = \frac{100 \cdot 250}{\sqrt{3} \cdot 4 \cdot 400} = 9,021 \text{ kA}$$

Siendo:

I_{ccs} : la intensidad de cortocircuito en el secundario (kA)

S : la potencia aparente del transformador (kVA)

u_{cc} : la tensión de cortocircuito del transformador (%)

U_s : la tensión en el secundario del transformador (V)

La instalación eléctrica de media tensión se realiza con conductores de Aluminio enterrados en una zanja desde el centro de transformación hasta el punto de conexión de la red de 20 kV.

Las características de la línea de media tensión se muestran en la siguiente tabla:

Tabla 10: Características de la línea MT (Elaboración propia)

LÍNEA DE MEDIA TENSIÓN			
Descripción de la línea	Símbolo	Valor	Unidad
Potencia de la carga	P	200000	W
Tensión del sistema (Vp)	V	20000	V
Intensidad máxima (Ip)	Imax	7,217	A
Longitud	L	1000	m
Caída de tensión admisible	ΔV	2	%
Factor de potencia	$\cos\phi$	0,800	-

El cálculo de la sección de los conductores se lleva a cabo de acuerdo al Reglamento de Líneas de Alta Tensión (LAT), se emplea la ITC-LAT-06 que se corresponde con las líneas subterráneas de cables aislados.

Para el cálculo de la sección del cable deben cumplirse los tres criterios citados anteriormente: el criterio de la intensidad máxima, el criterio de la caída de tensión máxima y el criterio de la intensidad de cortocircuito máxima.

Según la ITC-BT-40 para plantas generadoras conectadas a red debemos sobredimensionar la intensidad máxima un 25%. Es decir,

$$I_{SC\ linea} = I_{SC} \cdot 1,25 = 10825\ A$$

Calculamos la sección mínima que debe tener el cable para que soporte la intensidad de cortocircuito según la siguiente expresión:

$$S_{minima} = \frac{I_{sc} \cdot \sqrt{t}}{\mu} = \frac{10825 \cdot \sqrt{1}}{89} = 121,6\ mm^2$$

Siendo:

I_{sc} : la corriente de cortocircuito de la línea (A)

μ : la densidad de corriente del Aluminio con aislamiento HERP (A/mm²)

t: el tiempo que dura el cortocircuito (s)

Elegimos del catálogo Prysmian (marca: Al Eprotenax compact) el cable normalizado HEPR Z1 12/20 kV de sección 3 x 150 mm², que soporta una intensidad máxima de 275 A. La intensidad máxima de la línea es de 9,02 A.

Para un cable de sección 150 mm² el Reglamento establece una intensidad máxima admisible de 275 A.

Por tanto cumple con el criterio de la intensidad máxima admisible:

$$I_{\max adm} > I_{\max linea}$$

La sección elegida para el cable tiene que ser superior a la calculada por la caída de tensión admisible. Para comprobar que se cumple el criterio de la caída de tensión admisible empleamos la siguiente expresión:

$$AV_{\max linea} = \sqrt{3} \cdot I \cdot (R \cdot \cos\phi + X \cdot \sin\phi) = 174,5 V$$

La caída de tensión máxima admisible es 2 % según el Pliego de Condiciones Técnicas, es decir, 400 V. Por tanto se cumple:

$$AV_{\max linea} < AV_{\max admisible}$$

El Reglamento indica que para cables de Aluminio con aislamiento HEPR (etileno propileno de alto módulo), la densidad de corriente máxima de cortocircuito (μ) debe ser 89A/mm² para una duración de cortocircuito de un segundo. Por tanto:

$$I_{sc \max adm} = \mu \cdot \frac{S}{\sqrt{t}} = 89 \cdot \frac{150}{\sqrt{1}} = 13350 A$$

La intensidad de cortocircuito máxima de la línea es de 10825 A. Se cumple el criterio de la intensidad máxima de cortocircuito:

$$I_{SC \max adm} > I_{SC linea}$$

Por tanto el cable elegido es: **HEPR Z1 12/20 kV, 3 x 150 mm²**

2.6.7. CÁLCULO DE PROTECCIONES

Dimensionado de fusibles en CC

Información necesaria para determinar la protección:

- El número de módulos en serie en una rama (N_s): 28
- El número de ramas en paralelo (N_p): 31
- Los valores de referencia en las condiciones estándares de medida (CEM)
 - $V_{co\ CEM}$, tensión en circuito abierto: 36,5V
 - $I_{cc\ CEM}$, Intensidad de cortocircuito: 8,4 A

Teniendo en cuenta que las polaridades positiva y negativa nunca están conectadas a tierra, cada rama de módulos está equipada por dos fusibles, uno para el polo positivo de salida y otro para el polo negativo de salida. Esta regla se aplica cuando el número N_p de ramas en paralelo es superior o igual a 4 (para 1, 2 o 3 ramas en paralelo la utilización de fusibles no es necesaria).

La selección se hace de acuerdo a lo siguiente:

La tensión continua máxima de funcionamiento del fusible debe ser:

$$V_{CC} \geq 1,2 \cdot N_s \cdot V_{OC\ CEM} \geq 1,2 \cdot 28 \cdot 36,5 \geq 1226,4\ V$$

El valor I_n del calibre del fusible en Europa o en otras zonas de clima templado debe ser:

$$I_N \geq 1,27 \cdot I_{SC\ CEM} \geq 1,27 \cdot 8,4 \geq 10,668\ A$$

Teniendo en cuenta las restricciones anteriores se ha elegido del catálogo Ferraz Shawmut-Helio protection de fusibles para aplicaciones fotovoltaicas el modelo DCT12-2.

Dimensionado de los interruptores en el lado AC

Justo antes del cuadro de contadores en el lado AC, la instalación debe contar con: Un interruptor diferencial y dos interruptores magnetotérmicos uno de los cuales funciona como interruptor general de la instalación para la compañía eléctrica.

Teniendo en cuenta las características de la línea (Tensión nominal 400 V, Icc 315 A, 200000 W) se ha optado por instalar los modelos:

- Interruptor automático magnetotérmico trifásico regulable de 100 a 125 Amperios modelo NF160-SP MITSUBISHI.
- Bloque diferencial tetrapolar regulable 80-100-125 A. Tipo A. Modelo BTH480E Serie HM fabricado por Hager con una sensibilidad de 300-500-1000 mA.

2.6.8. CÁLCULO ENERGÉTICO Y DE RENDIMIENTO

Los últimos cálculos realizados son los que me indican la energía total producida por la instalación solar y el rendimiento de la misma, estos valores son el objetivo del proyecto puesto que se trata de obtener energía eléctrica para inyectarla a la red.

Energía producida

La energía total que produce la planta se calcula mediante la siguiente expresión:

$$E = N_{\text{paneles}} \cdot W_p \cdot HSP \cdot Rto$$

Siendo:

E, la energía total (W/h).

N paneles, el número total de paneles.

Wp, la potencia pico de los módulos (W).

HSP, las horas solar pico (h).

Rto, el rendimiento de la instalación.

El número de horas solar pico de cada mes se calcula con la siguiente expresión:

$$HSP = \frac{\text{Irradiancia} \left(\frac{W}{m^2 \cdot día} \right) \cdot n^{\circ} \text{días/mes}}{1000 \left(\frac{W}{m^2} \right)}$$

En la tabla siguiente aparecen los valores de HPS por mes (expresados en horas):

Tabla 11: HSP (Elaboración propia)

MES	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
HSP	119	136	179	173	201	199	230	215	188	153	106	101

El rendimiento lo podremos calcular cuanto tengamos el total de pérdidas de la instalación.

Pérdidas de potencia

- **Pérdidas por temperatura**

Los módulos fotovoltaicos están fabricados bajo las Condiciones estándar de Medida (CEM). El fabricante proporciona los valores característicos del módulo medidos en CEM y además proporciona el valor de Temperatura de Operación nominal de la célula (TONC).

La temperatura de funcionamiento de una célula fotovoltaica difiere con la variación de la temperatura ambiente y se define por la expresión siguiente:

$$T_c = T_{amb} + \frac{G}{800} \cdot (TONC - 20)$$

Siendo:

T_c , la temperatura de funcionamiento del módulo en las condiciones de funcionamiento (°C).

T_{amb} , la temperatura media que mide la estación de radiación (°C).

G , la irradiancia de funcionamiento (W/m²).

TONC, la temperatura de operación nominal de la célula que especifica el fabricante.

En general los módulos fotovoltaicos presentan unas pérdidas de potencia del 4 % por cada 10 grados de aumento de su temperatura de operación (porcentaje que varía ligeramente en función de cada tecnología).

La temperatura de operación de los módulos depende de los factores ambientales de irradiancia, temperatura ambiente y velocidad del viento.

Perdidas por temperatura = 1,1 %

- **Pérdidas por sombreado**

Las pérdidas por sombreados son mínimas, ya que hemos respetado la distancia mínima entre ramas de módulos para evitar que se proyecten sombras entre ellas. No obstante, siempre habrá momentos del día en que se proyecte algo de sombra en los paneles solares por la disposición de las ramas.

El procedimiento de cálculo empleado es el que indica el Anexo III del Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE. Consiste en comparar el perfil de obstáculos que afecta a la superficie de estudio con el diagrama de trayectoria del Sol.

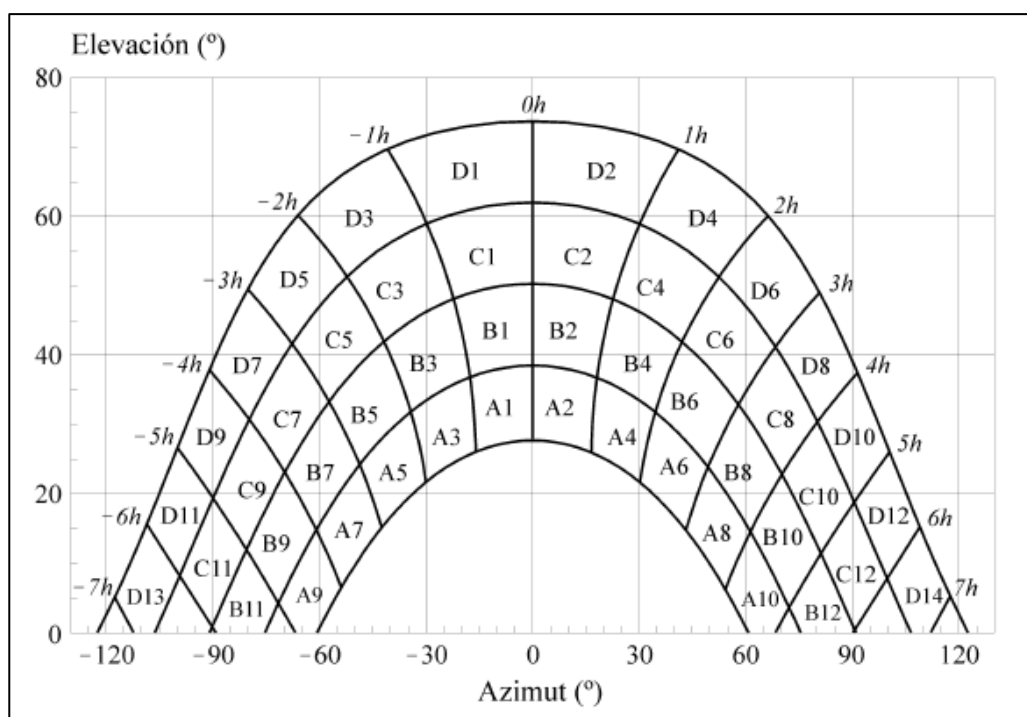


Figura 18: Diagrama de trayectorias del Sol (grados sexagesimales)

Cada una de las porciones de la figura representa el recorrido del Sol en un cierto periodo de tiempo y tiene una determinada contribución a la irradiancia solar global anual que incide sobre la superficie de estudio. Si un obstáculo cubre una de las porciones supone una cierta pérdida de irradiancia.

En el caso de nuestro huerto solar el perfil de obstáculos se corresponde con la estructura soporte en línea donde se ubican los módulos (inclinados 25° y orientados al sur 0°). La tabla de referencia más adecuada para el cálculo es la que se muestra a continuación:

Tabla 12: Tabla de referencia (Fuente: IDAE)

$\beta = 35^\circ$ $\alpha = 0^\circ$	A	B	C	D
13	0,00	0,00	0,00	0,03
11	0,00	0,01	0,12	0,44
9	0,13	0,41	0,62	1,49
7	1,00	0,95	1,27	2,76
5	1,84	1,50	1,83	3,87
3	2,70	1,88	2,21	4,67
1	3,15	2,12	2,43	5,04
2	3,17	2,12	2,33	4,99
4	2,70	1,89	2,01	4,46
6	1,79	1,51	1,65	3,63
8	0,98	0,99	1,08	2,55
10	0,11	0,42	0,52	1,33
12	0,00	0,02	0,10	0,40
14	0,00	0,00	0,00	0,02

Los números que figuran en la tabla de referencia se corresponden con el porcentaje de irradiación solar global anual que se perdería si la porción correspondiente (del diagrama de trayectoria del Sol) resultase interceptada por un obstáculo.

La formula empleada para calcular las pérdidas por sombreado es la siguiente:

Pérdidas (% irradiación global incidente anual)

$$= D_{13} \cdot 0,15 + B_{11} \cdot 0,3 + A_9 \cdot 0,15 + A_{10} \cdot 0,2 + B_{12} \cdot 0,4 \\ + D_{14} \cdot 0,15 = 0,06 \%$$

Pérdidas por sombreado: 0,06 %

- **Eficiencia del inversor**

El inversor fotovoltaico de conexión a red es un dispositivo electrónico que presenta unas determinadas pérdidas en sus componentes de conmutación. Es importante una selección adecuada a la potencia del inversor en función de la potencia del generador fotovoltaico.

-Potencia nominal de salida: 200 kW

-Potencia máx. de salida: 250 kW

-Rendimiento: 98 %

-Rendimiento europeo: 97 %

El Inversor tendrá un rendimiento medio del 97%.

Pérdidas por eficiencia del inversor = 3,29 %

- **Pérdidas por polvo y suciedad**

Tienen su origen en la disminución de la potencia de un generador fotovoltaico por la deposición de polvo y suciedad en la superficie de los módulos. Cabe destacar dos aspectos, por un lado la presencia de una suciedad uniforme da lugar a una disminución de la corriente y tensión entregada por el generador FV y por otro lado la presencia de suciedades localizadas (como puede ser el caso de excrementos de aves) da lugar a un aumento de las pérdidas de conexionado.

Según el IDAE podemos suponer unas pérdidas por polvo y suciedad del 3 %, si carecemos de más información.

Pérdidas por polvo y suciedad: 3 %

- **Pérdidas por cableado**

Tanto la parte de CC como la de CA de la instalación se producen unas determinadas pérdidas energéticas originadas por las caídas de tensión cuando una determinada corriente circula por un conductor de un material y sección determinados.

Estas pérdidas se minimizan dimensionando adecuadamente la sección de los conductores en función de la corriente que por ellos circula.

Las pérdidas de potencia debido a las caídas de tensión producidas en los cables se calculan según las expresiones que se muestran a continuación.

Pérdidas de potencia en los tramos de corriente continua:

$$\Delta P_{CC} = R \cdot I^2$$

$$R = \frac{2 \cdot L}{\gamma \cdot S}$$

Siendo:

ΔP_{CC} , las pérdidas de potencia en corriente continua (W).

R, la resistencia del conductor (Ω).

I, la intensidad en el punto de máxima potencia (A).

L, la longitud del tramo de conductor (m).

γ , la conductividad del conductor ($\text{m}/\Omega \cdot \text{mm}^2$).

S, la sección del conductor en el tramo indicado (mm^2).

Pérdidas de potencia en los tramos de corriente alterna:

$$\Delta P_{CA} = 3 \cdot R \cdot I_L^2$$

$$R = \frac{L}{\gamma \cdot S}$$

Siendo:

ΔP_{CA} , las pérdidas de potencia en corriente alterna (W).

R, la resistencia del conductor (Ω).

I, la intensidad máxima de línea (A).

L, la longitud del tramo de conductor (m).

γ , la conductividad del conductor ($\text{m}/\Omega \cdot \text{mm}^2$).

S, la sección del conductor en el tramo indicado (mm^2).

Por tanto las pérdidas de potencia por cableado son:

$$\Delta P_{CC1} = 21,1 \text{ W}$$

$$\Delta P_{CC2} = 676,2 \text{ W}$$

$$\Delta P_{CC3} = 237 \text{ W}$$

$$\Delta P_{CA1} = 1133,8 \text{ W}$$

$$\Delta P_{CA MT} = 50,3 \text{ W}$$

El tramo 1 de CC se repite 33 veces, puesto que tenemos 33 ramas de módulos en paralelo y el tramo 2 se repite 3 veces, ya que tengo 3 cajas de conexiones:

$$\Delta P_{CC1} = 697,3 \text{ W.}$$

$$\Delta P_{CC2} = 2028,6 \text{ W}$$

Las pérdidas totales de potencia por cableado son:

$$P_{cab} = P_{cab cc} + P_{cab ca} = 2962,9 + 1184,1 = 4147 \text{ W}$$

$$\text{Total perdidas cableado} = 2,07 \%$$

- **Pérdidas angulares:**

La potencia nominal de un módulo fotovoltaico viene determinada por el fabricante en relación a unas condiciones estándar de medida, CEM, que, además de suponer un valor para la irradiación de 1000 W/m^2 y 25°C de temperatura de la célula, implican que la incidencia de los rayos solares es perpendicular.

En condiciones de operación del módulo fotovoltaico ocurrirá que ni la incidencia de la radiación es normal, ni el espectro es estándar durante todo el tiempo de exposición.

En hecho de que la radiación solar incide sobre la superficie del panel con un ángulo que no sea perpendicular implica unas pérdidas que serán mayores cuanto más se aleje el ángulo de incidencia de la perpendicular.

Pérdidas angulares: 3 %

- **Pérdidas espectrales:**

Las condiciones estándar en las que se analiza el por parte del fabricante el valor de la potencia del módulo asumen que el espectro es estándar AM 1,5G. Durante la operación del módulo fotovoltaico nos encontraremos con que el espectro no es estándar durante todo el tiempo de exposición.

La célula fotovoltaica es espectralmente selectiva. Esto quiere decir que la corriente generada es distinta para cada longitud de onda del espectro solar de radiación incidente.

La variación del espectro solar en cada momento respecto del espectro normalizado puede afectar la respuesta de las células dando lugar a ganancias o pérdidas energéticas.

Pérdidas espectrales = 1 %

En función de lo explicado anteriormente, se concluye que:

Las pérdidas de potencia totales son 33,851 kW

La potencia pico total generada por los módulos es 199,64 kW.

Restando las pérdidas a la potencia instalada se obtiene la potencia real máxima de la instalación:

$$P_{real} = P_{max} - P_{perdidas} = 165,789 \text{ kW}$$

Por tanto el rendimiento de la instalación es:

$$R_{to} = \frac{P_{real}}{P_{m\acute{a}xima}} = 83,04 \%$$

La energía total producida por la planta es:

$$E = N_{paneles} \cdot W_p \cdot HSP \cdot R_{to}$$

Tabla 13: Energía producida en kWh (Elaboración propia)

MES	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
E(Kwh)	19729	22547	29676	28681	33324	32992	38131	35645	31168	25366	17574	16745

Por lo tanto, se estima que la instalación producirá una energía anual de 331.578 kWh.

2.7. CÁLCULO DE EMISIONES DE CO₂ EVITADAS

Las plantas termoeléctricas son consideradas fuentes importantes de emisiones atmosféricas y pueden afectar la calidad del aire en el área local o regional. La combustión que ocurre en los proyectos termoeléctricos emite dióxido de sulfuro (SO₂), óxidos de nitrógeno (NO_x), monóxido de carbono (CO), dióxido de carbono (CO₂) y material particulado (que pueden contener metales menores). Por estas razones es conveniente conocer el nivel real de contaminantes que se dejan de emitir a la atmósfera cuando una planta eléctrica como la solar fotovoltaica en este caso entra en funcionamiento.

Teniendo en cuenta que los valores de la energía generada durante un año por la planta solar ascienden a 331,6 MWh al año. En la tabla siguiente se muestra un pequeño estudio comparativo entre los diferentes métodos de generación eléctrica térmico y fotovoltaico.

Tabla 14: Comparativa de emisiones evitadas (Elaboración propia. Fuente IDAE)

EMISIONES EVITADAS POR TECNOLOGÍA		
Tecnología	factor emisión (tCO ₂ /MWh)	emisiones evitadas (tCO ₂)
Ciclo combinado	0,35	116,1
Central fuelóleo	0,73	242,1
Central Térmica carbón	1,01	334,9

2.8. ANÁLISIS DE RESULTADOS

En función de los datos de partida de irradiancia solar y según los cálculos realizados podemos estimar que la instalación tiene un rendimiento del 83,04 % y que la energía anual producida será en torno a los 331.578 kWh.

2.8.1. TARIFAS ELÉCTRICAS CON PRIMAS EN EL AÑO 2012

Según el Ministerio de Industria, Energía y Turismo las tarifas, primas y límites de aplicación a partir del 1 de enero de 2012 para las instalaciones de la categoría b) energías renovables, acogidas al artículo 2 del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, se establece una tarifa de 46,3348 c€/kWh para aquellas instalaciones con una potencia instalada entre 100 kW y 10 MW.

Por lo que obtenemos los siguientes beneficios:

$$\text{Ingresos} = \text{Energía generada} \cdot 0,4633 \text{ €/kWh} = 331.578 \cdot 0,4633 = 156.636 \text{ €}$$

Con lo que el total de ingresos por año estimado tras la venta de la energía asciende a **153.636 EUROS**.

2.8.2. TARIFAS ELÉCTRICAS EN EL LIBRE MERCADO EN EL AÑO 2012

El último Real Decreto publicado en el BOE respecto a las tarifas eléctricas relativas a la producción en régimen especial es el Real Decreto-ley 1/2012, de 27 de enero, por el que se procede a la suspensión de los procedimientos de preasignación de retribución y a la supresión de los incentivos económicos para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de cogeneración, fuentes de energía renovables y residuos.

Este decreto deroga las tarifas eléctricas con primas para producción eléctrica en régimen especial por tanto la venta de energía del huerto solar se llevará a cabo al precio del kWh eléctrico del mercado libre (OMIE¹²).

Tomamos la estimación del precio medio (OMIE) en 0,05165 €/kWh.

¹² OMIE: Operador del Mercado Eléctrico en España

Por lo que obtenemos los siguientes beneficios:

$$\text{Ingresos} = \text{Energía generada} \cdot 0,05165 \text{ €/kWh} = 331.578 \cdot 0,05165 = 17.126 \text{ €}$$

Con lo que el total de ingresos por año estimado tras la venta de la energía asciende a **17.126 EUROS**.

3. CONCLUSIONES

Las instalaciones solares fotovoltaicas destinadas a la producción de energía van a seguir desarrollándose, este proyecto consiste en una instalación pequeña de 200 kW, sin embargo, hoy en día se realizan proyectos de varios MW de potencia.

No obstante, es recomendable realizar instalaciones con seguidores solares, que pese al mayor coste de infraestructuras, aprovechan mucho más la irradiancia solar consiguiendo una mayor producción de electricidad.

Una vez finalizada la vida útil de la instalación del presente proyecto, podría modificarse el campo de generadores con tecnología más eficiente y de este modo seguir aprovechado la instalación.

4. REFERENCIAS Y BIBLIOGRAFÍA

4.1. DOCUMENTOS ELECTRÓNICOS

- www.aemet.es
- www.agenciaandaluzadelaenergia.es
- www.idae.es
- www.mitec.es
- www.ree.es
- www.omie.es
- REBT (Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión).
- *Guía para la presentación del proyecto fin de carrera.* ETSIM. Madrid. www.upm.minas.es

4.2. BIBLIOGRAFÍA

- ALONSO ABELLA, M; *Sistemas Fotovoltaicos. Introducción al diseño y dimensionado de instalaciones de energía solar fotovoltaica.* ERA SOLAR, Madrid (2007).
- FERNÁNDEZ SALGADO, J. M; *Guía completa de la Energía Solar Fotovoltaica.* AMV EDICIONES, Madrid (2007).
- GARCÍA TRASANCOS, J; *Instalaciones Eléctricas en Media y Baja Tensión.* THOMSON PARANINFO, Madrid (2005).

**HUERTO SOLAR FOTOVOLTAICO DE 200 kW DE POTENCIA
CONECTADO A RED EN TRIGUEROS**

DOCUMENTO N°2: ESTUDIO ECONÓMICO

1 PRESUPUESTO

Descripción (unidad)	cantidad	precio/unidad,€	importe,€
OBRA CIVIL			
1 ZANJA PARA CABLEADO CA: 0,30 x 0,40 (m)			
-Excavación a máquina en cualquier terreno (m³)	0,12	12,50	1,50
-Arena para cama de tuberías (m³)	0,03	25,00	0,75
-Tubería PVC Ø90mm, con p.p de piezas(ml)	1,00	3,50	3,50
-Malla de señalización (ml)	1,00	1,20	1,20
-Tapado de zanja con tierras adecuadas (m³)	0,09	4,50	0,41
Precio por ml de zanja:			7,36
1.1 Zanja para cableado CA: 0,30 x 0,40 m		7,36	1692,80
1.2 Arqueta de ladrillo macizo (0,30 x 0,40 m),realizadas cada 50m aprox.			475,00
			2167,80
2 CAMINO INTERIOR 70 x 5 m			
2.1 Excavación en caja de camino, incluido capa de tierra vegetal,20 cm de espesor e incluido trasporte a vertedero o lugar de acopio y compactado de base (m²)			260,00
2.2 Suministro, extendido y compactado de gravilla natural de 18/25 en firme (m³)			1526,50
			1786,50
3 VALLADO PERIMETRAL DE LA PARCELA			
3.1 Vallado cinegético con malla de simple torsión,altura de 2 m con p.p. de postes metálicos de 2,40 m y Ø50 mm cada 3 m, con jabalcones de refuerzo en quiebros cada 50 m, cimentados sobre dados de hormigón de 25x25x40 cm.	524,00	21,50	11266,00
3.2 Puerta metálicas en el norte y sur de la parcela	2,00	150,00	300,00
			11566,00
4 CASETA (EDIFICIO INVERSOR)			
4.1 Excavación de tierras con transporte a vertedero para solera de caseta (m³)	1,61	12,00	19,32
4.2 Suministro, vertido y vibrado de hormigón HA-25,incluido encogrados de bordes para solera de caseta (m³)	1,80	82,00	147,60
4.3 Mallazo de acero corrugado 150x150x6 mm colocado en solera	8,06	3,50	28,21
4.4 Ejecución de caseta con bloques de hormigón y cubierta con panel sandwich de chapa	1,00	1268,00	1268,00
4.5 Puerta metálica de doble chapa y dos hojas cerradura y rejilla de ventilación	1,00	150,00	150,00
			1613,13
5 SUJECCIÓN DE PANELES			
5.1 Tornillo directo			4000,00
TOTAL:			21133,43

Descripción (unidad)	cantidad	precio/unidad,€	importe,€
APARAMENTA			
1 MÓDULOS FOTOVOLTAICOS			
MÓDULOS FOTOVOLTAICOS marca REC GROUP de silicio policristalino y potencia 230 Wp de alta eficiencia. 10 años de garantía de materiales y 90% de producción a los 10 años y 80% a los 20.	868,00	332,00	288176,00
2 INVERSOR			
Inversor marca Lti Reenergy de 200 kW de potencia, equipado con módulo de comunicaciones	1,00	77783,00	77783,00
3 CAJA DE CONEXIONES			
Marca FRONIUS modelo DC 60/12			
Tipo 1	3,00	258,00	774,00
Tipo 2	1,00	350,00	350,00
4 CABLEADO			
Cableado BT (La cantidad se mide en mL)			5000,00
CABLE 1	2970,00	1,80	5346,00
CABLE 2	360,00	37,85	13626,00
CABLE 3	20,00	45,90	918,00
CABLE 4	90,00	60,50	5445,00
Cableado MT			
cable 1	9000,00	9,05	81450,00
Cableado puesta tierra:			2000,00
TOTAL:			480868,00
CENTRO DE TRANSFORMACIÓN			
1 CT BT/MT			
Trafo 250 KVA ORMAZABAL			10000,00
Centro de transformación CTR-2 ORMAZABAL			15000,00
TOTAL:			25000,00
EQUIPOS DE MEDIDA			
1 SISTEMA MEDIDA			
Caja de acometida, contadores,...			1480,00
2 SISTEMA DE MEDIDA SERVICIOS AUXILIARES			
Equipos de medida de servicios auxiliares			642,50
TOTAL:			2122,50
PROYECTOS, LEGALIZACIONES Y VARIOS			
1 PROYECTOS, LEGALIZACIONES Y VARIOS			
Proyectos, tasas oficiales y varios para la tramitación y puesta en marcha de la instalación	1,00	3500,00	3500,00
TOTAL:			3500,00
TOTAL PRESUPUESTO EJECUCIÓN MATERIAL:			532623,93
18% Gastos generales:			95872,31
6% Beneficio industrial:			31957,44
			127829,74
TOTAL PRESUPUESTO DE CONTRATA:			660453,67

Asciende el importe total de ejecución del presupuesto a la cantidad de **SEISCIENTOS SESENTAMIL CUATROCIENTOS CINCUENTA Y CUATRO EUROS.**

2 ESTUDIO ECONÓMICO

Según los datos obtenidos en el apartado “PRESUPUESTO”, tenemos que el total de la inversión para realizar el proyecto asciende a la cantidad de 660.454 €.

2.1 ESTUDIO ECONÓMICO CON TARIFA ELÉCTRICA PRIMADA

Dado el precio del kWh por producción eléctrica fotovoltaica que establece el Real Decreto 661/2007¹³, los ingresos anuales obtenidos serán 153.636 € por lo que se estima que el huerto solar recupera la inversión inicial en 5 años.

En la tabla que se encuentra al final del documento “Estudio económico” se ha realizado un estudio económico detallado considerando un periodo de amortización de 10 años y un tiempo de explotación de la planta de 25 años (duración de los paneles garantizado por el fabricante), considerando que la inversión inicial se obtiene a través de crédito bancario.

2.1 ESTUDIO ECONÓMICO CON TARIFA ELÉCTRICA EN EL LIBRE MERCADO

Dado el precio medio ponderado del kWh por producción eléctrica en el libre mercado obtenido de la página web del OMIE, los ingresos anuales obtenidos serán 17.126 € por lo que el huerto solar no recupera la inversión inicial en más de 30 años.

Podemos concluir que el huerto solar de 400 kW de potencia no es viable económicamente si vendemos la energía a precio de mercado.

¹³ Ver precios y tarifas en el ANEXO 5

Tabla 15: Estudio económico con primas (Elaboración propia)

años	inversion	ingresos	costes	amort 10 años	BAIT	interes presamo	BAT	tasa imp 35%	BDI	FC	tasa dto	VAN	TIR	coeficientes	Valor actual	payback
0	-660453,67															
1		153636,00	15363,60	66045,37	72227,04	-9906,81	62320,23	21812,08	40508,15	-660453,67	0,01	2007695,58	0,17	1,00	-660453,67	-553900,16
2		156708,72	15670,87	66045,37	74992,48	-9906,81	65085,68	22779,99	42305,69	106553,52	0,02	1692213,17		0,91	96857,15	-445549,10
3		159842,90	15984,29	66045,37	77813,24	-9906,81	67906,44	23767,25	44139,18	108351,06	0,03	1427075,99		0,82	88847,87	-335364,55
4		163039,76	16303,98	66045,37	80690,41	-9906,81	70783,61	24774,26	46009,34	110184,55	0,04	1208058,40		0,75	82638,41	-223309,84
5		166300,55	16630,06	66045,37	83625,13	-9906,81	73718,32	25801,41	47916,91	112054,71	0,05	1012778,41		0,68	76197,20	-109347,56
6		169626,56	16962,66	66045,37	86618,54	-9906,81	76711,73	26849,11	49862,63	113962,28	0,06	850305,25		0,62	70656,61	6560,44
7		173019,09	17301,91	66045,37	89671,82	-9906,81	79765,01	27917,75	51847,26	115907,99	0,07	710854,69		0,56	64908,48	
8		176479,47	17647,95	66045,37	92786,16	-9906,81	82879,35	29007,77	53871,58	117892,62	0,08	590551,80		0,51	60125,24	
9		180009,06	18000,91	66045,37	95962,79	-9906,81	86055,99	30119,59	55936,39	119916,95	0,09	486245,46		0,46	55161,80	
10		183609,25	18360,92	66045,37	99202,95	-9906,81	89296,15	31253,65	58042,50	121981,76	0,10	411471,74		0,42	51232,34	
11		187281,43	18728,14		168553,29		168553,29	58993,65	109559,64	124087,86	0,11	395362,85		0,38	47153,39	
12		191027,06	19102,71		171924,35		171924,35	58993,65	111750,83	124087,86	0,11	315794,95		0,35	38345,87	
13		194847,60	19484,76		175362,84		175362,84	61376,99	113985,85	111750,83	0,12	245806,00		0,31	34642,76	
14		198744,55	19874,46		178870,10		178870,10	62604,53	113985,85	113985,85	0,13	183961,79		0,29	33055,90	
15		202719,44	20271,94		182447,50		182447,50	63856,62	116265,56	116265,56	0,14	129072,61		0,26	30229,05	
16		206773,83	20677,38		186096,45		186096,45	65133,76	120962,69	118590,87	0,15	80147,70		0,23	27275,90	
17		210909,31	21090,93		189818,38		189818,38	66436,43	123381,95	120962,69	0,16	36358,76		0,21	25402,17	
18		215127,50	21512,75		193614,75		193614,75	67765,16	123381,95	123381,95	0,17	-2989,34		0,19	23442,57	
19		219430,04	21943,00		197487,04		197487,04	69120,46	125849,58	125849,58	0,18	-38482,22		0,18	22652,93	
20		223818,65	22381,86		201436,78		201436,78	70502,87	128366,58	128366,58	0,19	-70615,07		0,16	20538,65	
21		228295,02	22829,50		205465,52		205465,52	71912,93	130933,91	130933,91	0,20	-99808,25		0,14	18330,75	
22		232860,92	23286,09		209574,83		209574,83	73351,19	133552,59	133552,59	0,21	-126419,83				
23		237518,14	23751,81		213766,32		213766,32	74818,21	136223,64	136223,64	0,22	-150755,99				
24		242268,50	24226,85		218041,65		218041,65	76314,58	138948,11	138948,11	0,23	-173079,45				
25		247113,87	24711,39		222402,48		222402,48	77840,87	141727,07	141727,07	0,24	-193616,46				
									144561,61	144561,61	0,25	-212562,51				

**HUERTO SOLAR FOTOVOLTAICO DE 200 kW DE POTENCIA
CONECTADO A RED EN TRIGUEROS**

DOCUMENTO N°3: PLIEGO DE CONDICIONES TÉCNICAS

1 OBJETIVO

El pliego de condiciones técnicas tiene como objetivo fijar las condiciones técnicas mínimas que deben cumplir las instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a red.

Pretende servir de guía para instaladores y fabricantes de equipos, definiendo las especificaciones mínimas que debe cumplir una instalación para asegurar su calidad, en beneficio del usuario y del propio desarrollo de esta tecnología. Así como valorar la calidad final de la instalación en cuanto a su rendimiento, producción e integración.

El ámbito de aplicación de este Pliego de Condiciones Técnicas¹⁴ se extiende a todos los sistemas mecánicos, eléctricos y electrónicos que forman parte de las instalaciones.

¹⁴ La información descrita en este documento está sacada del IDAE (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía).

2 NORMATIVA

En todo caso serán de aplicación todas las normativas que afecten a instalaciones solares fotovoltaicas, y en particular las siguientes:

- Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.
- Norma UNE-EN 62466: Sistemas fotovoltaicos conectados a red. Requisitos mínimos de documentación, puesta en marcha e inspección de un sistema.
- Resolución de 31 de mayo de 2001 por la que se establecen modelo de contrato tipo y modelo de factura para las instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.
- Real Decreto 1663/2000, de 29 de septiembre, sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión.
- Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.
- Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión (B.O.E. de 18-9-2002).
- Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación.
- Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.
- Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.
- Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre, de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica para instalaciones posteriores a la fecha límite de mantenimiento de la retribución del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, para dicha tecnología.
- Real Decreto-ley 1/2012, de 27 de enero, por el que se procede a la suspensión de los procedimientos de preasignación de retribución y a la supresión de los incentivos económicos para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de cogeneración, fuentes de energía renovables y residuos.

3 COMPONENTES Y MATERIALES

3.1 SISTEMAS GENERADORES FOTOVOLTAICOS

3.1.1 Los módulos fotovoltaicos deberán incorporar el marcado CE, según la Directiva 2006/95/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 12 de diciembre de 2006, relativa a la aproximación de las legislaciones de los Estados miembros sobre el material eléctrico destinado a utilizarse con determinados límites de tensión.

Además, deberán cumplir la norma UNE-EN 61730, armonizada para la Directiva 2006/95/CE, sobre cualificación de la seguridad de módulos fotovoltaicos, y la norma UNE-EN 50380, sobre informaciones de las hojas de datos y de las placas de características para los módulos fotovoltaicos. Adicionalmente, en función de la tecnología del módulo, éste deberá satisfacer las siguientes normas:

- UNE-EN 61215: Módulos fotovoltaicos (FV) de silicio cristalino para uso terrestre. Cualificación del diseño y homologación.
- UNE-EN 61646: Módulos fotovoltaicos (FV) de lámina delgada para aplicaciones terrestres. Cualificación del diseño y aprobación de tipo.
- UNE-EN 62108. Módulos y sistemas fotovoltaicos de concentración (CPV). Cualificación del diseño y homologación.

Los módulos que se encuentren integrados en la edificación, aparte de que deben cumplir la normativa indicada anteriormente, además deberán cumplir con lo previsto en la Directiva 89/106/CEE del Consejo de 21 de diciembre de 1988 relativa a la aproximación de las disposiciones legales, reglamentarias y administrativas de los Estados miembros sobre los productos de construcción.

Aquellos módulos que no puedan ser ensayados según estas normas citadas, deberán acreditar el cumplimiento de los requisitos mínimos establecidos en las mismas por otros medios, y con carácter previo a su inscripción definitiva en el registro de régimen especial dependiente del órgano competente.

Será necesario justificar la imposibilidad de ser ensayados, así como la acreditación del cumplimiento de dichos requisitos, lo que deberá ser comunicado por escrito a la Dirección General de Política Energética y Minas, quien resolverá sobre la conformidad o no de la justificación y acreditación presentadas.

3.1.2 El módulo fotovoltaico llevará de forma claramente visible e indeleble el modelo y nombre o logotipo del fabricante, así como una identificación individual o número de serie trazable a la fecha de fabricación.

3.1.3 Se utilizarán módulos que se ajusten a las características técnicas descritas a continuación.

- Los módulos deberán llevar los diodos de derivación para evitar las posibles averías de las células y sus circuitos por sombreados parciales y tendrán un grado de protección IP65.
- Los marcos laterales, si existen, serán de aluminio o acero inoxidable.
- Para que un módulo resulte aceptable, su potencia máxima y corriente de cortocircuito reales referidas a condiciones estándar deberán estar comprendidas en el margen del $\pm 3 \%$ de los correspondientes valores nominales de catálogo.
- Será rechazado cualquier módulo que presente defectos de fabricación como roturas o manchas en cualquiera de sus elementos así como falta de alineación en las células o burbujas en el encapsulante.

3.1.4 Será deseable una alta eficiencia de las células.

3.1.5 La estructura del generador se conectará a tierra.

3.1.6 Por motivos de seguridad y para facilitar el mantenimiento y reparación del generador, se instalarán los elementos necesarios (fusibles, interruptores, etc.) para la desconexión, de forma independiente y en ambos terminales, de cada una de las ramas del resto del generador.

3.1.7 Los módulos fotovoltaicos estarán garantizados por el fabricante durante un período mínimo de 10 años y contarán con una garantía de rendimiento durante 25 años.

3.2 ESTRUCTURA SOPORTE

3.2.1 Las estructuras soporte deberán cumplir las especificaciones de este apartado. En todos los casos se dará cumplimiento a lo obligado en el Código Técnico de la Edificación respecto a seguridad.

3.2.2 La estructura soporte de módulos ha de resistir, con los módulos instalados, las sobrecargas del viento y nieve, de acuerdo con lo indicado en el Código Técnico de la edificación y demás normativa de aplicación.

3.2.3 El diseño y la construcción de la estructura y el sistema de fijación de módulos, permitirá las necesarias dilataciones térmicas, sin transmitir cargas que puedan afectar a la integridad de los módulos, siguiendo las indicaciones del fabricante.

3.2.4 Los puntos de sujeción para el módulo fotovoltaico serán suficientes en número, teniendo en cuenta el área de apoyo y posición relativa, de forma que no se produzcan flexiones en los módulos superiores a las permitidas por el fabricante y los métodos homologados para el modelo de módulo.

3.2.5 El diseño de la estructura se realizará para la orientación y el ángulo de inclinación especificado para el generador fotovoltaico, teniendo en cuenta la facilidad de montaje y desmontaje, y la posible necesidad de sustituciones de elementos.

3.2.6 La estructura se protegerá superficialmente contra la acción de los agentes ambientales. La realización de taladros en la estructura se llevará a cabo antes de proceder, en su caso, al galvanizado o protección de la estructura.

3.2.7 La tornillería será realizada en acero inoxidable. En el caso de que la estructura sea galvanizada se admitirán tornillos galvanizados, exceptuando la sujeción de los módulos a la misma, que serán de acero inoxidable.

3.2.8 Los topes de sujeción de módulos y la propia estructura no arrojarán sombra sobre los módulos.

3.2.9 En el caso de instalaciones integradas en cubierta que hagan las veces de la cubierta del edificio, el diseño de la estructura y la estanquidad entre módulos se ajustará a las exigencias vigentes en materia de edificación.

3.2.10 Se dispondrán las estructuras soporte necesarias para montar los módulos, tanto sobre superficie plana (terraza) como integrados sobre tejado, cumpliendo lo especificado en el punto 4.1.2 sobre sombras. Se incluirán todos los accesorios y bancadas y/o anclajes.

3.2.11 La estructura soporte será calculada según la normativa vigente para soportar cargas extremas debidas a factores climatológicos adversos, tales como viento, nieve, etc.

3.2.12 Si está construida con perfiles de acero laminado conformado en frío, cumplirán las normas UNE-EN 10219-1 y UNE-EN 10219-2 para garantizar todas sus características mecánicas y de composición química.

3.2.13 Si es del tipo galvanizada en caliente, cumplirá las normas UNE-EN ISO 14713 (partes 1, 2 y 3) y UNE-EN ISO 10684 y los espesores cumplirán con los mínimos exigibles en la norma UNE-EN ISO 1461.

3.2.14 En el caso de utilizarse seguidores solares, estos incorporarán el marcado CE y cumplirán lo previsto en la Directiva 98/37/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 22 de junio de 1998, relativa a la aproximación de legislaciones de los Estados miembros sobre máquinas, y su normativa de desarrollo, así como la Directiva 2006/42/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 17 de mayo de 2006 relativa a las máquinas.

3.3 INVERSORES

3.3.1 Serán del tipo adecuado para la conexión a la red eléctrica, con una potencia de entrada variable para que sean capaces de extraer en todo momento la máxima potencia que el generador fotovoltaico puede proporcionar a lo largo de cada día.

3.3.2 Las características básicas de los inversores serán las siguientes:

- Principio de funcionamiento: fuente de corriente.
- Autoconmutados.
- Seguimiento automático del punto de máxima potencia del generador.
- No funcionarán en isla o modo aislado.

La caracterización de los inversores deberá hacerse según las normas siguientes:

- UNE-EN 62093: Componentes de acumulación, conversión y gestión de energía de sistemas fotovoltaicos. Cualificación del diseño y ensayos ambientales.
- UNE-EN 61683: Sistemas fotovoltaicos. Acondicionadores de potencia. Procedimiento para la medida del rendimiento.
- IEC 62116. Testing procedure of islanding prevention measures for utility interactive photovoltaic inverters.

3.3.3 Los inversores cumplirán con las directivas comunitarias de Seguridad Eléctrica y Compatibilidad Electromagnética (ambas serán certificadas por el fabricante), incorporando protecciones frente a:

- Cortocircuitos en alterna. – Tensión de red fuera de rango.
- Frecuencia de red fuera de rango.
- Sobretensiones, mediante varistores o similares.
- Perturbaciones presentes en la red como microcortes, pulsos, defectos de ciclos, ausencia y retorno de la red, etc.

Adicionalmente, han de cumplir con la Directiva 2004/108/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 15 de diciembre de 2004, relativa a la aproximación de las legislaciones de los Estados miembros en materia de compatibilidad electromagnética.

3.3.4 Cada inversor dispondrá de las señalizaciones necesarias para su correcta operación, e incorporará los controles automáticos imprescindibles que aseguren su adecuada supervisión y manejo.

3.3.5 Cada inversor incorporará, al menos, los controles manuales siguientes:

- Encendido y apagado general del inversor.
- Conexión y desconexión del inversor a la interfaz CA.

3.3.6 Las características eléctricas de los inversores serán las siguientes:

- El inversor seguirá entregando potencia a la red de forma continuada en condiciones de irradiancia solar un 10% superiores a las CEM. Además soportará picos de un 30% superior a las CEM durante períodos de hasta 10 segundos.
- El rendimiento de potencia del inversor (cociente entre la potencia activa de salida y la potencia activa de entrada), para una potencia de salida en corriente alterna igual al 50 % y al 100% de la potencia nominal, será como mínimo del 92% y del 94% respectivamente. El cálculo del rendimiento se realizará de acuerdo con la norma UNE-EN 6168: Sistemas fotovoltaicos. Acondicionadores de potencia. Procedimiento para la medida del rendimiento.
- El autoconsumo de los equipos (pérdidas en “vacío”) en “stand-by” o modo nocturno deberá ser inferior al 2 % de su potencia nominal de salida.
- El factor de potencia de la potencia generada deberá ser superior a 0,95, entre el 25 % y el 100 % de la potencia nominal.
- A partir de potencias mayores del 10 % de su potencia nominal, el inversor deberá inyectar en red.

3.3.7 Los inversores tendrán un grado de protección mínima IP 20 para inversores en el interior de edificios y lugares inaccesibles, IP 30 para inversores en el interior de edificios y lugares accesibles, y de IP 65 para inversores instalados a la intemperie. En cualquier caso, se cumplirá la legislación vigente.

3.3.8 Los inversores estarán garantizados para operación en las siguientes condiciones ambientales: entre 0 °C y 40 °C de temperatura y entre 0 % y 85 % de humedad relativa.

3.3.9 Los inversores para instalaciones fotovoltaicas estarán garantizados por el fabricante durante un período mínimo de 3 años.

3.4 CABLEADO

3.4.1 Los positivos y negativos de cada grupo de módulos se conducirán separados y protegidos de acuerdo a la normativa vigente.

3.4.2 Los conductores serán de cobre y tendrán la sección adecuada para evitar caídas de tensión y calentamientos. Concretamente, para cualquier condición de trabajo, los conductores deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior del 1,5 %.

3.4.3 El cable deberá tener la longitud necesaria para no generar esfuerzos en los diversos elementos ni posibilidad de enganche por el tránsito normal de personas.

3.4.4 Todo el cableado de continua será de doble aislamiento y adecuado para su uso en intemperie, al aire o enterrado, de acuerdo con la norma UNE 21123.

3.5 CONEXIÓN A RED

3.5.1 Todas las instalaciones de hasta 100 kW cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000 (artículos 8 y 9) sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

3.6 MEDIDAS

3.6.1 Todas las instalaciones cumplirán con el Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.

3.7 PROTECCIONES

3.7.1 Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000 (artículo 11) sobre protecciones en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

3.7.2 En conexiones a la red trifásicas las protecciones para la interconexión de máxima y mínima frecuencia (51 Hz y 49 Hz respectivamente) y de máxima y mínima tensión (1,1 Um y 0,85 Um respectivamente) serán para cada fase.

3.8 PUESTA A TIERRA DE LAS INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS

3.8.1 Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000 (artículo 12) sobre las condiciones de puesta a tierra en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

3.8.2 Cuando el aislamiento galvánico entre la red de distribución de baja tensión y el generador fotovoltaico no se realice mediante un transformador de aislamiento, se explicarán en la Memoria de Diseño o Proyecto los elementos utilizados para garantizar esta condición.

3.8.3 Todas las masas de la instalación fotovoltaica, tanto de la sección continua como de la alterna, estarán conectadas a una única tierra. Esta tierra será independiente de la del neutro de la empresa distribuidora, de acuerdo con el Reglamento de Baja Tensión.

3.9 ARMÓNICOS Y COMPATIBILIDAD ELECTROMAGNÉTICA

3.9.1 Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000 (artículo 13) sobre armónicos y compatibilidad electromagnética en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

3.10 MEDIDAS DE SEGURIDAD

3.10.1 Las centrales fotovoltaicas, independientemente de la tensión a la que estén conectadas a la red, estarán equipadas con un sistema de protecciones que garantice su desconexión en caso de un fallo en la red o fallos internos en la instalación de la propia central, de manera que no perturben el correcto funcionamiento de las redes a las que estén conectadas, tanto en la explotación normal como durante el incidente.

3.10.2 La central fotovoltaica debe evitar el funcionamiento no intencionado en isla con parte de la red de distribución, en el caso de desconexión de la red general. La protección anti-isla deberá detectar la desconexión de red en un tiempo acorde con los criterios de protección de la red de distribución a la que se conecta, o en el tiempo máximo fijado por la normativa o especificaciones técnicas correspondientes.

El sistema utilizado debe funcionar correctamente en paralelo con otras centrales eléctricas con la misma o distinta tecnología, y alimentando las cargas habituales en la red, tales como motores.

3.10.3 Todas las centrales fotovoltaicas con una potencia mayor de 1 MW estarán dotadas de un sistema de teledesconexión y un sistema de telemedida. La función del sistema de teledesconexión es actuar sobre el elemento de conexión de la central eléctrica con la red de distribución para permitir la desconexión remota de la planta en los casos en que los requisitos de seguridad así lo recomienden. Los sistemas de teledesconexión y telemedida serán compatibles con la red de distribución a la que se conecta la central fotovoltaica, pudiendo utilizarse en baja tensión los sistemas de telegestión incluidos en los equipos de medida previstos por la legislación vigente.

3.10.4 Las centrales fotovoltaicas deberán estar dotadas de los medios necesarios para admitir un reenganche de la red de distribución sin que se produzcan daños. Asimismo, no producirán sobretensiones que puedan causar daños en otros equipos, incluso en el transitorio de paso a isla, con cargas bajas o sin carga. Igualmente, los equipos instalados deberán cumplir los límites de emisión de perturbaciones indicados en las normas nacionales e internacionales de compatibilidad electromagnética.

4 RECEPCIÓN Y PRUEBAS

4.1 El instalador entregará al usuario un documento-albarán en el que conste el suministro de componentes, materiales y manuales de uso y mantenimiento de la instalación. Este documento será firmado por duplicado por ambas partes, conservando cada una un ejemplar. Los manuales entregados al usuario estarán en alguna de las lenguas oficiales españolas para facilitar su correcta interpretación.

4.2 Antes de la puesta en servicio de todos los elementos principales (módulos, inversores, contadores) éstos deberán haber superado las pruebas de funcionamiento en fábrica, de las que se levantará oportuna acta que se adjuntará con los certificados de calidad.

4.3 Las pruebas a realizar por el instalador, con independencia de lo indicado con anterioridad en este PCT, serán como mínimo las siguientes:

- Funcionamiento y puesta en marcha de todos los sistemas.
- Pruebas de arranque y parada en distintos instantes de funcionamiento.
- Pruebas de los elementos y medidas de protección, seguridad y alarma, así como su actuación, con excepción de las pruebas referidas al interruptor automático de la desconexión.
- Determinación de la potencia instalada.

4.4 Concluidas las pruebas y la puesta en marcha se pasará a la fase de la Recepción Provisional de la Instalación. No obstante, el Acta de Recepción Provisional no se firmará hasta haber comprobado que todos los sistemas y elementos que forman parte del suministro han funcionado correctamente durante un mínimo de 240 horas seguidas, sin interrupciones o paradas causadas por fallos o errores del sistema suministrado, y además se hayan cumplido los siguientes requisitos:

- Entrega de toda la documentación requerida en este PCT, y como mínimo la recogida en la norma UNE-EN 62466: Sistemas fotovoltaicos conectados a red. Requisitos mínimos de documentación, puesta en marcha e inspección de un sistema.
- Retirada de obra de todo el material sobrante.

- Limpieza de las zonas ocupadas, con transporte de todos los desechos a vertedero.

4.5 Durante este período el suministrador será el único responsable de la operación de los sistemas suministrados, si bien deberá adiestrar al personal de operación.

4.6 Todos los elementos suministrados, así como la instalación en su conjunto, estarán protegidos frente a defectos de fabricación, instalación o diseño por una garantía de tres años, salvo para los módulos fotovoltaicos, para los que la garantía mínima será de 10 años contados a partir de la fecha de la firma del acta de recepción provisional.

4.7 No obstante, el instalador quedará obligado a la reparación de los fallos de funcionamiento que se puedan producir si se aprecia que su origen procede de defectos ocultos de diseño, construcción, materiales o montaje, comprometiéndose a subsanarlos sin cargo alguno. En cualquier caso, deberá atenerse a lo establecido en la legislación vigente en cuanto a vicios ocultos.

5 REQUERIMIENTOS TÉCNICOS DEL CONTRATO DE MANTENIMIENTO

Se realizará un contrato de mantenimiento preventivo y correctivo de al menos tres años.

El contrato de mantenimiento de la instalación incluirá todos los elementos de la misma, con las labores de mantenimiento preventivo aconsejados por los diferentes fabricantes.

5.1 PROGRAMA DE MANTENIMIENTO

5.1.1 El objeto de este apartado es definir las condiciones generales mínimas que deben seguirse para el adecuado mantenimiento de las instalaciones de energía solar fotovoltaica conectadas a red.

5.1.2 Se definen dos escalones de actuación para englobar todas las operaciones necesarias durante la vida útil de la instalación para asegurar el funcionamiento, aumentar la producción y prolongar la duración de la misma:

- Mantenimiento preventivo.
- Mantenimiento correctivo.

5.1.3 Plan de mantenimiento preventivo: operaciones de inspección visual, verificación de actuaciones y otras, que aplicadas a la instalación deben permitir mantener dentro de límites aceptables las condiciones de funcionamiento, prestaciones, protección y durabilidad de la misma.

5.1.4 Plan de mantenimiento correctivo: todas las operaciones de sustitución necesarias para asegurar que el sistema funciona correctamente durante su vida útil. Incluye:

- La visita a la instalación en los plazos indicados en el punto 5.2.5 y cada vez que el usuario lo requiera por avería grave en la misma.
- El análisis y elaboración del presupuesto de los trabajos y reposiciones necesarias para el correcto funcionamiento de la instalación.

- Los costes económicos del mantenimiento correctivo, con el alcance indicado, forman parte del precio anual del contrato de mantenimiento. Podrán no estar incluidas ni la mano de obra ni las reposiciones de equipos necesarias más allá del período de garantía.

5.1.5 El mantenimiento debe realizarse por personal técnico cualificado bajo la responsabilidad de la empresa instaladora.

5.1.6 El mantenimiento preventivo de la instalación incluirá, al menos, una visita (anual para el caso de instalaciones de potencia de hasta 100 kWp y semestral para el resto) en la que se realizarán las siguientes actividades:

- Comprobación de las protecciones eléctricas.
- Comprobación del estado de los módulos: comprobación de la situación respecto al proyecto original y verificación del estado de las conexiones.
- Comprobación del estado del inversor: funcionamiento, lámparas de señalizaciones, alarmas, etc.
- Comprobación del estado mecánico de cables y terminales (incluyendo cables de tomas de tierra y reapriete de bornas), pletinas, transformadores, ventiladores/extractores, uniones, reaprietes, limpieza.

5.1.7 Realización de un informe técnico de cada una de las visitas, en el que se refleje el estado de las instalaciones y las incidencias acaecidas.

5.1.8 Registro de las operaciones de mantenimiento realizadas en un libro de mantenimiento, en el que constará la identificación del personal de mantenimiento (nombre, titulación y autorización de la empresa).

5.2 GARANTÍAS

5.2.1 Ámbito general de la garantía

- Sin perjuicio de cualquier posible reclamación a terceros, la instalación será reparada de acuerdo con estas condiciones generales si ha sufrido una avería a causa de un defecto de montaje o de cualquiera de los componentes, siempre que haya sido manipulada correctamente de acuerdo con lo establecido en el manual de instrucciones.
- La garantía se concede a favor del comprador de la instalación, lo que deberá justificarse debidamente mediante el correspondiente certificado de garantía, con la fecha que se acredite en la certificación de la instalación.

5.3.2 Plazos

- El suministrador garantizará la instalación durante un período mínimo de 3 años, para todos los materiales utilizados y el procedimiento empleado en su montaje. Para los módulos fotovoltaicos, la garantía mínima será de 10 años.
- Si hubiera de interrumpirse la explotación del suministro debido a razones de las que es responsable el suministrador, o a reparaciones que el suministrador haya de realizar para cumplir las estipulaciones de la garantía, el plazo se prolongará por la duración total de dichas interrupciones.

5.2.3 Condiciones económicas

- La garantía comprende la reparación o reposición, en su caso, de los componentes y las piezas que pudieran resultar defectuosas, así como la mano de obra empleada en la reparación o reposición durante el plazo de vigencia de la garantía.
- Quedan expresamente incluidos todos los demás gastos, tales como tiempos de desplazamiento, medios de transporte, amortización de vehículos y herramientas, disponibilidad de otros medios y eventuales portes de recogida y devolución de los equipos para su reparación en los talleres del fabricante.
- Asimismo, se deben incluir la mano de obra y materiales necesarios para efectuar los ajustes y eventuales reglajes del funcionamiento de la instalación.

- Si en un plazo razonable el suministrador incumple las obligaciones derivadas de la garantía, el comprador de la instalación podrá, previa notificación escrita, fijar una fecha final para que dicho suministrador cumpla con sus obligaciones. Si el suministrador no cumple con sus obligaciones en dicho plazo último, el comprador de la instalación podrá, por cuenta y riesgo del suministrador, realizar por sí mismo las oportunas reparaciones, o contratar para ello a un tercero, sin perjuicio de la reclamación por daños y perjuicios en que hubiere incurrido el suministrador.

5.2.4 Anulación de la garantía

- La garantía podrá anularse cuando la instalación haya sido reparada, modificada o desmontada, aunque sólo sea en parte, por personas ajenas al suministrador o a los servicios de asistencia técnica de los fabricantes no autorizados expresamente por el suministrador, salvo lo indicado en el apartado anterior de condiciones económicas.

5.2.5 Lugar y tiempo de la prestación

- Cuando el usuario detecte un defecto de funcionamiento en la instalación lo comunicará fehacientemente al suministrador. Cuando el suministrador considere que es un defecto de fabricación de algún componente, lo comunicará fehacientemente al fabricante.
- El suministrador atenderá cualquier incidencia en el plazo máximo de una semana y la resolución de la avería se realizará en un tiempo máximo de 10 días, salvo causas de fuerza mayor debidamente justificadas.
- Las averías de las instalaciones se repararán en su lugar de ubicación por el suministrador. Si la avería de algún componente no pudiera ser reparada en el domicilio del usuario, el componente deberá ser enviado al taller oficial designado por el fabricante por cuenta y a cargo del suministrador.
- El suministrador realizará las reparaciones o reposiciones de piezas a la mayor brevedad posible una vez recibido el aviso de avería, pero no se responsabilizará de los perjuicios causados por la demora en dichas reparaciones siempre que sea inferior a 10 días naturales.

**HUERTO SOLAR FOTOVOLTAICO DE 200 kW DE POTENCIA
CONECTADO A RED EN TRIGUEROS**

DOCUMENTO N°4: ANEXOS

A.1 CATÁLOGO DE LOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

A.2 CATÁLOGO DEL INVERSOR

A.3 CATÁLOGO DEL CENTRO DE TRANSFORMACIÓN

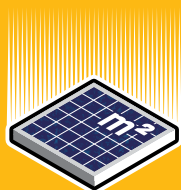
A.4 CATÁLOGO DEL TRANSFORMADOR

A.5 TARIFAS, PRIMAS Y LÍMITES AÑO 2012

MÓDULOS SOLARES DE ALTO RENDIMIENTO

REC PEAK ENERGY SERIE

Los módulos REC Peak Energy Series son la mejor elección: aúnan calidad duradera con una potencia fiable de salida. REC combina un diseño de alta calidad y las normas más exigentes de producción para elaborar módulos solares de alto rendimiento con una calidad insuperable.



**MÁS ELECTRICIDAD
POR M²**



**DISEÑO DURADERO
Y ROBUSTO**

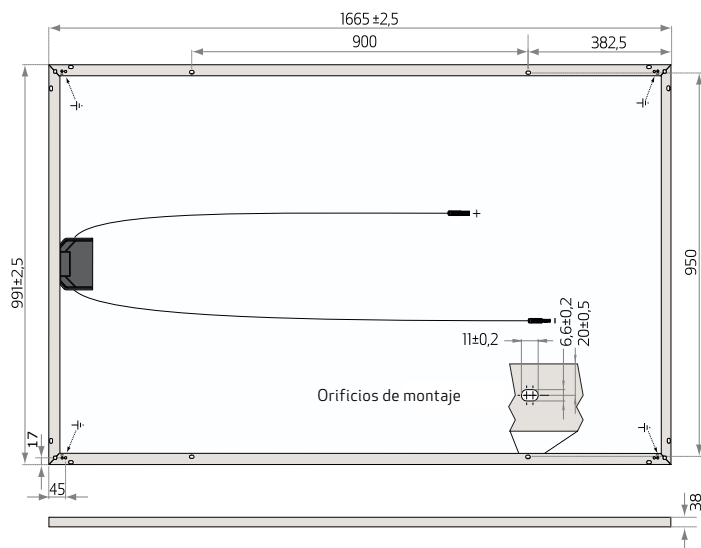


**TIEMPO DE RETORNO DE LA
ENERGÍA EQUIVALENTE A UN AÑO**



**OPTIMIZADO PARA TODAS LAS
CONDICIONES DE LUZ SOLAR**

REC PEAK ENERGY SERIE



PARÁMETROS ELÉCTRICOS @ STC

	REC225PE	REC230PE	REC235PE	REC240PE	REC245PE	REC250PE
Punto de máxima potencia - P_{MAX} (Wp)	225	230	235	240	245	250
Tolerancia de la potencia pico - P_{TOL} (W)	0/+5	0/+5	0/+5	0/+5	0/+5	0/+5
Tensión en el punto de máxima potencia - V_{MPP} (V)	28,9	29,2	29,6	29,9	30,2	30,5
Corriente en el punto de máxima potencia - I_{MPP} (A)	7,8	7,9	8,0	8,0	8,1	8,2
Tensión a circuito abierto - V_{OC} (V)	36,2	36,5	36,7	37,0	37,2	37,5
Corriente corto circuito - I_{SC} (A)	8,3	8,4	8,5	8,6	8,7	8,8
Eficiencia del módulo (%)	13,6	13,9	14,2	14,5	14,8	15,1

Valores en condiciones estándares de medida STC (masa de aire AM 1,5, irradiancia 1000W/m², temperatura de la célula 25°C).

En bajas radiaciones de 200W/m² y condiciones STC (1,5 AM y Temperatura de célula de 25°C) es posible obtener, al menos el 97% de la eficiencia.

PARÁMETROS ELÉCTRICOS @ NOCT

	REC225PE	REC230PE	REC235PE	REC240PE	REC245PE	REC250PE
Punto de máxima potencia - P_{MAX} (Wp)	167	170	173	176	179	182
Tensión en el punto de máxima potencia - V_{MPP} (V)	26,6	26,8	27,1	27,3	27,6	27,9
Corriente en el punto de máxima potencia - I_{MPP} (A)	6,3	6,3	6,4	6,4	6,5	6,6
Tensión a circuito abierto - V_{OC} (V)	33,4	33,6	33,8	34,1	34,3	34,5
Corriente de corto circuito - I_{SC} (A)	6,8	6,8	6,9	7,0	7,0	7,1

Celle nominale operativa NOCT (800 W/m², AM 1,5, velocità del vento 1 m/s, temperatura ambiente 20°C).

CERTIFICADOS



IEC 61215 y IEC 61730



Miembro del PV Cycle

GARANTÍA

10 años de garantía de producto
25 años de garantía de la potencia nominal lineal
(máxima degradación de rendimiento del 0.7% p.a.)

15,1% EFICIENCIA

10 AÑOS DE GARANTÍA DE PRODUCTO

25 AÑOS DE GARANTÍA DE LA POTENCIA NOMINAL LINEAL

PARÁMETROS TÉRMICOS

Temp. de operación nominal de la célula (NOCT)	47,9°C (±2°C)
Coefficiente de temperatura para P_{MPP}	-0,43%/°C
Coefficiente de temperatura V_{OC}	-0,33%/°C
Coefficiente de temperatura I_{SC}	0,074%/°C

DATOS GENERALES

Tipo de célula	60 Células policristalinas REC PE 3 filas de 20 células - 3 diodos de derivación
Cristal	Cristal solar con tratamiento antirreflectante de Sunarc Technology
Lámina posterior	Doble capa de poliéster de alta resistencia
Marco	Aluminio anodizado
Cable	Cable solar Radox 4mm ² , 0,90m + 1,20m
Conectores	De cierre por torsión Radox 4mm ²

LÍMITES OPERATIVOS

Margen de temperatura del módulo	-40 ... +80°C
Voltaje máximo del sistema	1000V
Carga máxima	551 kg/m ² (5400 Pa)
Velocidad máxima del viento	197 km/h (safety factor 3)
Capacidad máxima del fusible	15A
Máxima Corriente Inversa	15A

DATOS MECÁNICOS

Dimensiones	1665 x 991 x 38 mm
Área	1,65 m ²
Peso	18 kg

Atención! Las especificaciones están sujetas a cambios sin notificación previa.

REC es una empresa integrada verticalmente líder en el sector de la energía solar. Es uno de los principales productores mundiales de polisilicio y obleas para aplicaciones solares, además de un fabricante de células y módulos solares en rápido crecimiento. REC participa también en actividades de desarrollo de proyectos en segmentos de energía fotovoltaica. REC, fundada en Noruega en 1996, es una empresa internacional dedicada a la energía solar con más de 4.000 empleados en todo el mundo y unos beneficios superiores a 14.000 millones de coronas noruegas en 2010, aproximadamente 1.700 millones de euros. Visite www.recgroup.com para obtener más información acerca de REC.



www.recgroup.com

PVmaster

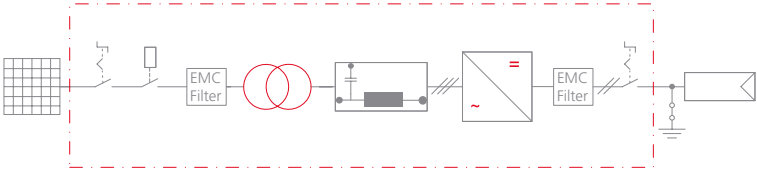
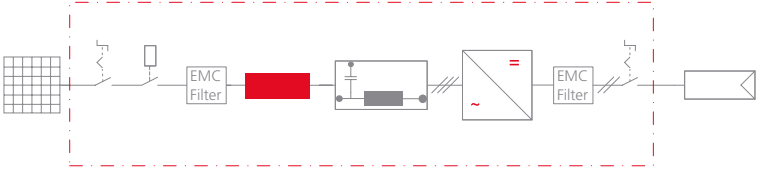
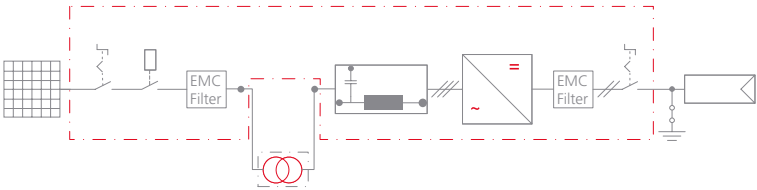
Inversor central para
conectarse a la red de
baja tensión de

33 kW - 250 kW



PVmaster para conectarse a la red de baja tensión

Los PVmaster para conectarse a la red de baja tensión ofrecen fiabilidad, confort y un elevado rendimiento. Están disponibles en un régimen de potencia de 33 kW hasta 250 kW así como en tres topologías diferentes. Para cada caso de aplicación podemos ofrecerle el PVmaster óptimo con el mejor rendimiento.

Topología	Particularidad	Módulo	Régimen de potencia
TT	PVmaster con transformador integrado y con separación galvánica entre la entrada CC y la salida CA, aplicación en todos los tipos de módulos de uso corriente, rendimiento máx. > 96 %	Todos los tipos de módulos, preferentemente tecnologías de puesta a tierra	33-100 kW
			
CM	PVmaster con transformador integrado sin separación galvánica entre la entrada CC y la salida CA, rendimiento especialmente elevado, rendimiento máx. > 97 %	Preferentemente tecnologías cristalinas, no tecnologías de puesta a tierra	33-250 kW
			
ET	PVmaster con transformador externo ¹⁾ con carcasa con protección contra contacto accidental, rendimiento máximo 98 % ²⁾	Todos los tipos de módulo, preferentemente tecnologías de puesta a tierra	33-250 kW
			

¹⁾ a petición las especificaciones de los transformadores suministrados por el cliente ²⁾ transformador exclusivo

Resumen del PVmaster

					
PVM 450-033	PVM 450-047	PVM 450-068	PVM 450-100	PVM 450-250	PVM 450-250 CS
33 kW TT, CM, ET, OT	47 kW TT, CM, ET, OT	68 kW TT, CM, ET, OT	100 kW TT, CM, ET, OT	250 kW CM, ET, OT Refrigeración líquida	250 kW CS Refrigeración líquida

Configuración del PVmaster

El PVmaster para conectarse a la red de baja tensión se suministra totalmente parametrizado y está listo para el funcionamiento. En la tabla está representada la ejecución estándar de la topología correspondiente. Los cuadros grises describen las funcionalidades que pueden escogerse opcionalmente.

Clase de potencia	33 kW	47 kW	68 kW	100 kW ¹⁾	250 kW ²⁾
Topología	TT		CM		ET
Tensión de alimentación	400 V				
	690 V				
Puesta a tierra	Monitorización de la conexión de puesta a tierra del generador PV (sólo TT)		Interruptor de corriente de defecto (sólo CM))	Topología ET: Véase topología TT	
	Conectado a tierra el polo negativo del generador PV				
	Conectado a tierra el polo positivo del generador PV				
Monitorización de la red	Protección convencional según VDN				
	Monitorización de la red según DIN V VDE V 0126-1-1: 2006-02				
Descargador de sobretensión	Protección contra sobretensiones CC				
	Protección contra sobretensiones CA/CC				
Indicación del estado	Pantalla táctil				
	Indicador LED				
Comunicación	Interfaz Ethernet				
	Módem GPRS				
Zócalo	200 mm				
	A petición otras dimensiones de zócalo				
Agujero de salida de aire	A 33-47 kW: pieza sobrepuesta de ventilación		A 68-200 kW: cuello redondo para la conexión de un sistema de salida de aire		
	Cuello redondo para la conexión de un sistema de salida de aire				

 Característica

 Opción

¹⁾ a petición otras clases de potencia ²⁾ sólo para topologías CM o ET



PVMB 0500

500 kW
EM
Refrigeración líquida



PVMB 0200 hasta 1000

0,2-1 MW
OT



String Box

Caja de string



www.pvmaster.de

Monitorización en línea

Características de PVmaster / Opciones

Manejo



Interrupción principal

Los seccionadores de potencia CA y CC integrados permiten desconectar de manera sencilla el inversor según VDE 0100-712.



Pantalla táctil

La pantalla permite acceder in situ de manera rápida y sencilla a todos los datos relevantes y al estado del PVmaster.

Normas / Directrices

Reducción de la potencia para la administración de la seguridad de la red / alimentación

El PVmaster está provisto de tres entradas parametrizables libres para la conexión del receptor estático de telemando centralizado-facilitado por el EVU. De esta manera, la potencia AC del PVmaster puede reducirse a la potencia deseada.

Monitorización de la red

Según VDE 0126-1-1 ofrecemos la monitorización de la tensión y la frecuencia del lado CA.

Funciones de seguridad

Protección contra sobretensiones CC

La protección contra sobretensiones del lado CC TIPO 2 impide que se produzcan averías debido a conmutaciones o a perturbaciones atmosféricas.

Protección contra sobretensiones CA

De manera opcional el PVmaster puede configurarse adicionalmente con una protección contra sobretensiones para el lado CA.

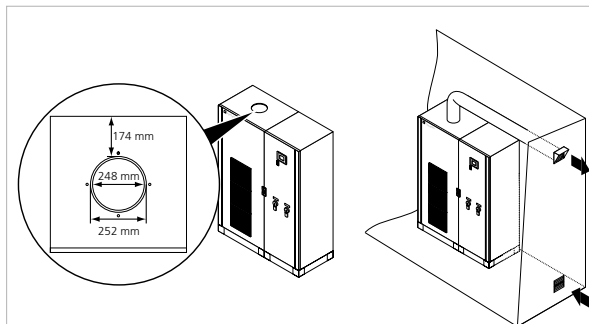
Monitorización de la conexión de puesta a tierra (sólo topología TT)

El PVmaster en la topología TT dispone de un controlador de aislamiento que supervisa la resistencia del aislamiento contra tierra. Gracias a la rápida detección de una condición de aislamiento desfavorable, se reconocen a tiempo averías que pueden repercutir de manera perjudicial en las personas, los dispositivos o en el flujo de funcionamiento.

Interruptor diferencial (sólo topología CM)

Mediante el interruptor diferencial integrado (RCM, tipo B) en la topología CM el PVmaster se apaga en caso de corriente diferencial.

Sistema de refrigeración



Cuello redondo para la conexión de un sistema de salida de aire (opcional en el PVM 450-033 y -047)

El aire fresco se aspira mediante el ventilador situado en la puerta del armario de distribución. El aire caliente generado en el PVmaster se evacúa por medio de una apertura en el techo. Para evitar un sobrecalentamiento del habitáculo* se recomienda dirigir el aire de salida hacia fuera mediante un sistema de salida de aire.

*Lugar de instalación

El lugar de instalación del PVmaster debe cumplir con las condiciones necesarias relativas al clima, grado de protección del PVmaster y el ruido generado durante el funcionamiento.

Comunicación

Registrador de datos con interfaz Ethernet integrada

En el registrador de datos integrado se recogen, tratan y almacenan todos los datos importantes sobre el funcionamiento. Se registran todos los resultados especiales y se ponen a disposición en un formato de archivo CSV.

Servidor FTP

Si el PVmaster está conectado con una red local mediante la interfaz Ethernet, puede accederse por medio del servidor FTP integrado al registrador de datos del PVmaster para descargar los archivos CSV proporcionados.

Interfaz del servidor configurable

Por medio del cliente FTP integrado se pueden enviar los archivos CSV al servidor deseado en intervalos de tiempo configurables.

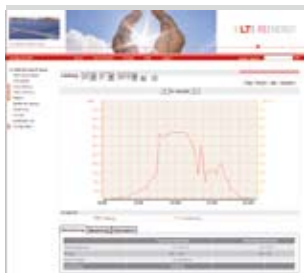
Módem GPRS

Si su PVmaster no puede conectarse a una red local, le recomendamos que instale un módem GPRS para la transferencia de todos los datos del funcionamiento.



Visualización de la web

Si el PVmaster está conectado a una red local mediante la interfaz Ethernet, puede accederse a él por medio del entorno de usuario integrado a través de un browser. De esta manera, pueden visualizarse y parametrizarse todos los datos del funcionamiento. Los diferentes niveles de acceso están protegidos por contraseña.



Portal de PVmaster: www.pvmaster.de

En www.pvmaster.de puede ver en cualquier momento el rendimiento de sus instalaciones PV. Si lo desea, también cómodamente desde casa. En el portal de monitorización en línea se archivan y se pueden visualizar todos los datos sobre el funcionamiento enviados por el módem.

Envío de notificación de averías

En caso de que se produzcan resultados inusuales en el campo PV o en el PVmaster se le informa de inmediato por correo electrónico o por SMS.

Servicio

Prolongación de la garantía

¿Considera que 5 años de garantía para su PVmaster no son suficientes? Sin problemas: le ofrecemos una prolongación de la garantía de hasta 20 años.

Contrato de mantenimiento

Si desea un "paquete de mantenimiento completo", le configuraremos a su medida un sistema de mantenimiento con todo incluido.



Estructura modular

Gracias a sus componentes de gran calidad, el PVmaster apenas necesita mantenimiento. Sin embargo, si necesitara un servicio de mantenimiento, la función de diagnóstico le ayuda al identificar los componentes afectados. La estructura modular permite cambiar de manera rápida y sencilla los componentes.

PVmaster 450-033 hasta 250



Datos técnicos

Denominación	PVM 450-033			PVM 450-047		
Topología	TT	CM	ET	TT	CM	ET
Conexión a la red (CA)						
Potencia nominal	33 kW			47 kW		
Tensión nominal	400 V ²⁾			400 V ²⁾		
Frecuencia de la red	50 Hz, 60 Hz			50 Hz, 60 Hz		
Fusible de red (conexión 400 V) / corriente de salida máxima CA	63 A			80 A		
Factor de potencia λ	0,999			0,999		
Coefficiente de distorsión	< 3 %			< 3 %		
Conexión del generador (CC)						
Potencia CC máxima	38 kWp			54 kWp		
Tensión de entrada CC máxima	850 V			850 V		
Corriente de entrada CC máxima	80 A			120 A		
Rango MPP	450 V hasta 850 V			450 V hasta 850 V		
Seguidores de MPP	1			1		
Rendimiento						
Rendimiento máximo	> 96 %	> 97 %	98 % ³⁾	> 96 %	> 97 %	98 % ³⁾
Rendimiento europeo	> 95 %	> 96 %	97 % ³⁾	> 95 %	> 96 %	97 % ³⁾
Dimensiones						
Alto ⁴⁾	1800 mm	1800 mm	1800 mm	1800 mm	1800 mm	1800 mm
Ancho	600 mm	600 mm	600 mm	800 mm	800 mm	800 mm
Profundo	600 mm	600 mm	600 mm	600 mm	600 mm	600 mm
Peso	360 kg	360 kg	190 kg	500 kg	380 kg	290 kg
Datos generales						
Temperatura de funcionamiento	0 °C a +40 °C					
Grado de protección	IP 42 ⁵⁾ , sin formación de condensación					
Sistema de refrigeración	Refrigeración por aire					
Consumo propio (funcionamiento/noche)	< 1% potencia nominal CA / 1,5 W					
Características	<ul style="list-style-type: none">• Protección contra sobretensión CC, interruptor principal CC, resistencia al cortocircuito CA• Monitorización de la conexión de puesta a tierra o interruptor diferencial• Pantalla táctil, registrador de datos					
Opciones	<ul style="list-style-type: none">• Monitorización de red• Protección contra sobretensiones CA• Puesta a tierra del generador PV• Módem GPRS• Monitorización en línea de los datos de funcionamiento, envío de denotificación de averías por correo electrónico o SMS• Contrato de mantenimiento, prolongación de la garantía					

¹⁾ sólo con tensión de entrada CC de 480 V ²⁾ otras tensiones a petición ³⁾ transformador exclusivo ⁴⁾ más zócalo, estándar 200 mm

⁵⁾ a partir de 68 kW sólo con un sistema de salida de aire (si no IP 00); a petición otros grados de protección ⁶⁾ sólo con topología TT o ET



PVM 450-068			PVM 450-100			PVM 450-250	
TT	CM	ET	TT	CM	ET	CM	ET
68 kW 400 V ²⁾ 50 Hz, 60 Hz 120 A 0,999 < 3 %			100 kW 400 V ²⁾ 50 Hz, 60 Hz 160 A 0,999 < 3 %			200 (250) ¹⁾ kW 400 V ²⁾ 50 Hz, 60 Hz 315 (380) ¹⁾ A 0,999 < 3 %	
78 kWp 850 V 160 A 450 V hasta 850 V 1			114 kWp 850 V 250 A 450 V hasta 850 V 1			228 (285) ¹⁾ kWp 850 V 500 (565) ¹⁾ A 450 (480) V hasta 850 V 1	
> 96 % > 95 %	> 97 % > 96 %	98 % ³⁾ 97 % ³⁾	> 96 % > 95 %	> 97 % > 96 %	98 % ³⁾ 97 % ³⁾	> 97 % > 96 %	98 % ³⁾ 97 % ³⁾
1800 mm 1200 mm 600 mm 700 kg	1800 mm 1200 mm 600 mm 530 kg	1800 mm 800 mm 600 mm 400 kg	1800 mm 1400 mm 600 mm 900 kg	1800 mm 1400 mm 600 mm 670 kg	1800 mm 800 mm 600 mm 510 kg	1800 mm 2000 mm 800 mm 1150 kg	1800 mm 1000 mm 800 mm 900 kg
0 °C a +40 °C IP 42 ⁵⁾ , sin formación de condensación Refrigeración por aire < 1% potencia nominal CA / 1,5 W						0 °C a +40 °C IP 42 ⁵⁾ , sin formación de condensación Refrigeración líquida < 1% potencia nominal CA / 1,5 W	
<ul style="list-style-type: none">• Protección contra sobretensión CC, interruptor principal CC, resistencia al cortocircuito CA• Monitorización de la conexión de puesta a tierra o interruptor diferencial• Pantalla táctil, registrador de datos							
<ul style="list-style-type: none">• Monitorización de red• Protección contra sobretensiones CA• Puesta a tierra del generador PV• Módem GPRS• Monitorización en línea de los datos de funcionamiento, envío de denotificación de averías por correo electrónico o SMS• Contrato de mantenimiento, prolongación de la garantía							

La información y las especificaciones pueden cambiar en cualquier momento. Puede consultar la versión actual en www.lti.com

Todo para su éxito

Tecnología de accionamiento para la automatización industrial

LTi DRIVES

www.lt-i.com
Servosistemas y accionamientos para la automatización industrial

LEV iTEC

www.levitec.de
Sistemas de propulsión, rodamientos magnéticos y motores de alta velocidad

DR iSSEL

www.dressel.de
Equipamientos eléctricos para plantas y maquinaria

andron®

www.andron.de
Sistemas CNC de alto rendimiento para aplicaciones de alto nivel

FS HEINZ FIEGE
SPINDELTECHNIK

www.fiegekg.de
Proveedor de servicios múltiples para la técnica de husillos y de rectificación para la industria de procesos

Sistemas/componentes para el sector de energías renovables

LTi REENERGY

www.lt-i.com
Sistemas completos para el sector de energías renovables

LTi ADATURB

www.adaturb.de
Sistemas OCR para conversión de calor en energía eléctrica

Tecnología de microsistemas/electrónica/sensores

SENS iTEC

www.sensitec.com
Chips para fabricación de sensores y microsistemas para la medición de parámetros físicos

LUST
HYBRID-TECHNIK

www.lust-hybrid.de
Tecnología de montaje y conexión para microsistemas

LTi ELECTRONICS

www.lt-i.com
Proveedor de servicios para módulos y sistemas electrónicos

LTi REEnergy GmbH
Crta. Girona - Angles, km. 106
17163 Vilanna - Bescanò (Girona)
ESPAÑA
Tel. +34-(0) 9 72 10 06 19
Fax +34-(0) 9 72 44 23 17
evgeny.bashkatov@lt-i.com
www.lt-i.com

LTi REEnergy GmbH
Heinrich-Hertz-Straße 18
59423 Unna
ALLEMAGNE
Tél. +49-(0) 23 03/ 77 9-0
Fax +49-(0) 23 03/ 77 9-3 97
pvmaster@lt-i.com
www.lt-i.com



ORMAZABAL

Especialistas en Media Tensión



**Centros de Transformación
Prefabricados IEC 62271-202**



**Centro de Transformación Prefabricado Compacto
Rural
CTR**

Hasta 36 kV

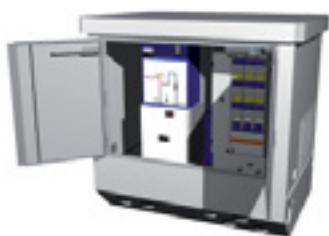


PRESENTACIÓN

El **CTR de Ormazabal** es un **Centro de Transformación Prefabricado** tipo kiosk, de instalación en **superficie** y maniobra exterior, de reducidas dimensiones, construido de serie, ensayado y suministrado de fábrica como una **unidad**.

Se caracteriza por incorporar un equipo compacto tipo asociado de Media Tensión de Ormazabal, para su utilización en redes de distribución **rural** hasta 36 kV.

El **CTR** es la alternativa a las instalaciones de transformación tanto en apoyo como bajo poste. Además, puede ser utilizado en aplicaciones como centro final de línea.



COMPOSICIÓN

Los **Centros de Transformación Prefabricados CTR** presentan la siguiente configuración máxima:

- Equipo eléctrico compacto asociado:
 - Aparata de Media Tensión con aislamiento integral en gas hasta 36 kV: Esquema eléctrico de una posición de línea, contiendo 3 cartuchos fusibles limitadores de MT en el interior de la cuba. Incluye detector de presencia de tensión, ekorVPIS, y alarma de prevención de puesta a tierra, ekorSAS.
 - Transformador de Distribución de Media Tensión de 100, 160 ó 250 kVA.
 - Aparata de BT: Cuadro de Baja Tensión con 3 bases de 400 A.
 - Interconexiones directas de MT mediante el conjunto de unión ORMALINK y con cable en BT.
 - Conexión de circuito de puesta a tierra.
 - Alumbrado y servicios auxiliares.
- Envolvente monobloque de hormigón armado más cubierta amovible.
Opcionalmente,
- Unidad electrónica de protección y control ekorRPT-K.

Nota: Para otras configuraciones y/o valores consultar a nuestro Departamento Técnico-Comercial.



CARACTERÍSTICAS

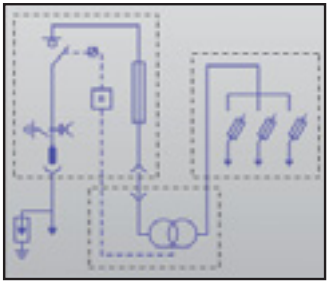
Los Centros de Transformación Prefabricados son **productos**, construidos de serie, ensayados y suministrados como una **unidad**.

- Elevada seguridad para las personas frente a contactos directos accidentales, tensiones de paso y de contacto.
- Reducido impacto ambiental, visual y acústico.
- Integración estética con el entorno.
- Solución bajo poste:
 - Seccionamiento y Maniobra en MT con accesibilidad a nivel del suelo.
 - Posibilidad de instalación alejada del poste de derivación aérea-subterránea.
 - Disminución de disparos en MT debido a sobretensiones de tipo atmosférico.
 - Protección de la avifauna.
 - Anulación de problemas asociados a la nidificación de aves.
 - Menor alteración de los equipos eléctricos por radiación solar, polución o agentes atmosféricos, frente a las soluciones convencionales sobre poste.
- Equipamiento eléctrico:
 - Montaje íntegro en fábrica (transformador, y tierras interiores en la envolvente).
 - Sustitución de forma rápida y sencilla.
 - Menor alteración de sus características por radiación solar, polución o agentes atmosféricos, frente a las soluciones sobre poste.
 - Selectividad entre protecciones de MT y BT, y coordinación con protecciones de AT.
- Envolvente prefabricada de hormigón:
 - Reducidas dimensiones.
 - Cuerpo de construcción monobloque más cubierta amovible.
 - Bajo riesgo de vertidos de los aislantes a la vía pública: foso de recogida dieléctrico líquido, con revestimiento resistente y estanco.
 - Elementos de protección cortafuegos:
 - lecho de gujarros sobre el foso.
 - Ventilación por circulación natural de aire.
 - Accesos de peatón: Puerta de dos hojas.
- Entrada/salida de cables de MT y BT
 - A través de orificios semiperforados en la base del edificio.
 - Entrada auxiliar de acometida de Baja Tensión, situada en lateral de la envolvente.

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS		
	CTR-2	CTR-3
Tensión asignada [kV]	24	36
Frecuencia [Hz]	50	50
Transformador		
Potencia [kVA]	100 / 160 / 250	100 / 160 / 250*
Aparamenta MT		
Intensidad asignada [A]	200	200
Intensidad de corta duración [kA]	16	16
Nivel de aislamiento		
Frecuencia Industrial [kV]	50 / 60	70 / 80
Impulso tipo rayo [kV] CRESTA	125 / 145	170 / 195
Cuadro de Baja Tensión		
Tensión asignada [V]	440	440
Intesidad asingada [A]	630	630
Intesidad asingada [A] / N° salidas	400 / 3	400 / 3

(*) Realización de CTR de 36 kV / 250 kVA bajo estudio personalizado.

CARACTERÍSTICAS FÍSICAS		
	CTR-2	CTR-3
Longitud [mm]	1700	1700
Anchura [mm]	1600	1600
Altura [mm]	1975	2010
Altura vista [mm]	1500	1500
Peso* [kg]	4150	4350



(*) Con transformador de 250 kVA

Nota: Para otras configuraciones y/o valores consultar a nuestro Departamento Técnico-Comercial.



NORMAS APLICADAS

- **IEC / UNE-EN 62271-202:** Aparamenta de Alta Tensión: Centros de Transformación prefabricados.
- **EN 50532*:** Conjuntos Eléctricos compactos (CEADS)
- **Bajo demanda:**
 - Normas particulares de Compañía Eléctrica.
 - Reglamentaciones locales vigentes.

(*) En desarrollo en el momento de la edición de este catálogo.



CTR-2 (24 kV)



CTR-3 (36 kV)



INTEGRACIÓN EN EL ENTORNO

El **CTR** ofrece una amplia variedad de acabados superficiales exteriores (colores, texturas y relieves), que les confiere una gran capacidad de armonización estética al entorno, integración y mimetización. Con esto se consigue una mayor adaptación al conjunto de necesidades de la instalación, a la vez que se minimiza el impacto visual.

COLORES

- Envolverte.
- Puertas y rejillas de ventilación.
- Cubierta.

 RAL 1015

 RAL 8017

 RAL 7002

 RAL 9002

 RAL 6003

 RAL 1001

 RAL 8022

 RAL 1006

 RAL 3022

 RAL 8023

TEXTURAS

Sobre la envolvente:

- Acabado rugoso: Relieve árido.
- Acabado lágrima: Monocapa rasgado.
- Piedra vista.



ESQUINAS EN RELIEVE

Imitación a:

- Ladrillo rústico.
- Piedra arenisca.
- Piedra color pizarra.
- Madera.



Nota: Información ampliada en su catálogo correspondiente.



INSTALACIÓN

El **CTR** se suministra totalmente montado de fábrica, con lo que el proceso de instalación se reduce únicamente a la colocación del edificio en la excavación, y a la posterior conexión de los cables de MT y BT.

La facilidad de instalación, sus reducidas dimensiones y peso, así como su carácter recuperable, facilitan su utilización tanto en aplicaciones permanentes como en usos temporales.

Nota: Para la realización de la excavación solicitar la documentación técnica necesaria a nuestro Departamento Técnico-Comercial. Es obligatoria la realización, por parte del instalador, del proyecto que contemple el estudio del sistema de puesta a tierra.



APLICACIONES

Los Centros de Transformación **CTR** son:

- Seguros
- Respetuosos con el Medio Ambiente
- Sostenibles
- Ergonómicos



Sus principales aplicaciones se dan en:

- **Distribución:**
 - Alternativa a las instalaciones de transformación tanto en apoyo como bajo poste.
 - Centro Fin de Línea.
 - Distribución pública y privada.
 - Entornos rurales.
 - Espacios naturales, zonas de captación de aguas, masas forestales con riesgo elevado de incendio.
 - Zonas con espacio restringido o reducido.
 - etc.

CENTROS DE TRANSFORMACIÓN ORMAZABAL

Ormazabal presenta una amplia gama de productos que se adaptan a las necesidades más usuales, ofreciendo en cada caso la mejor combinación en relación a:

- La seguridad de las personas y bienes.
- Respeto al medio ambiente.
- Calidad y robustez.

Considerando, además, aspectos esenciales relativos a:

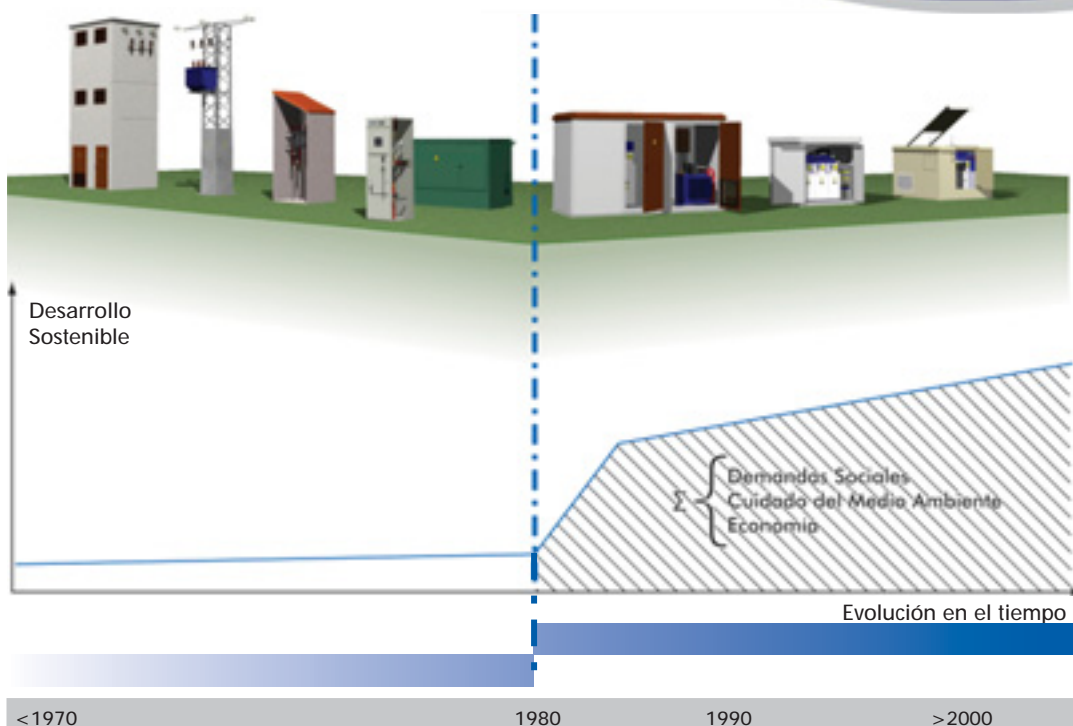
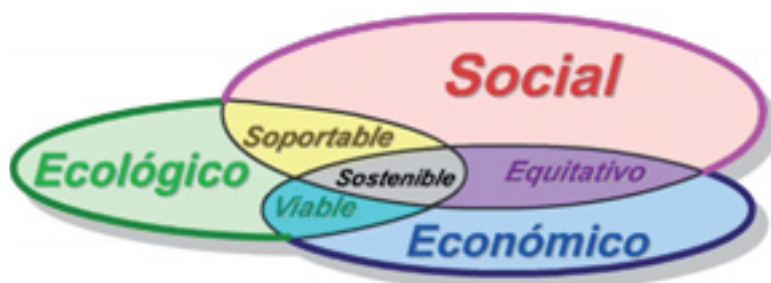
- Volumen, impacto visual y estética.
- Adaptabilidad a los diferentes esquemas eléctricos de distribución.



COMPROMISO CON EL DESARROLLO SOSTENIBLE

Ormazabal apuesta por el desarrollo sostenible para la mejora de sus soluciones.

Sostenibilidad entendida como el mejor compromiso entre la satisfacción de las demandas sociales, el cuidado del medio ambiente y la economía.





ORMAZABAL

Especialistas en Media Tensión

DEPARTAMENTO TÉCNICO-COMERCIAL

Tel.: +34 91 695 92 00

Fax: +34 91 681 64 15

www.ormazabal.es



Centros de Transformación hasta 36 kV

Centros de Transformación Prefabricados

- Aplicaciones en Media Tensión para Energías Renovables

Aparamenta de Media Tensión Distribución Secundaria

- Sistema CGMCOSMOS
- Sistema CGM.3

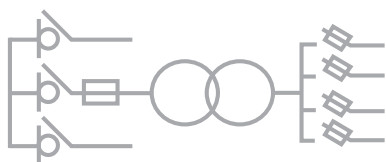
Aparamenta de Media Tensión Distribución Primaria

- Sistema CPG
- Sistema CPA

Automatización, Protección, Telegestión y Comunicación

Transformadores de Distribución

Aparamenta de Baja Tensión



Como consecuencia de la constante evolución de las normas y los nuevos diseños, las características de los elementos contenidos en este catálogo están sujetas a cambios sin previo aviso.

Estas características, así como la disponibilidad de los materiales, sólo tienen validez bajo la confirmación de nuestro departamento Técnico-Comercial.

CA-316-ES-1007



ORMAZABAL

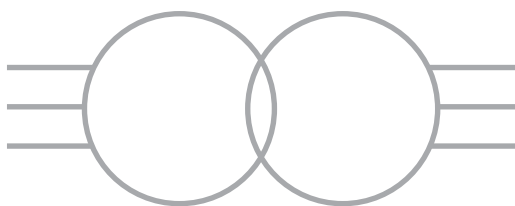
Especialistas en Media Tensión



Transformadores Eléctricos de Distribución



Transformadores Herméticos de Llenado Integral Sumergidos en Dieléctrico Líquido
Hasta 36 kV



↓	Especialización	3
↓	El Transformador	5
↓	Ensayos	6
↓	Desarrollo Tecnológico	7
↓	Sostenibilidad	9
↓	Generalidades	11
↓	Equipamiento	12
↓	Características Técnicas	14
↓	Hasta 2500 kVA y Nivel de Aislamiento hasta 24 kV $D_0 C_k$ (AB')	14
↓	Hasta 2500 kVA y Nivel de Aislamiento hasta 24 kV $C_0 B_k$ (CC')	16
↓	Hasta 2500 kVA y Nivel de Aislamiento hasta 36 kV $B_{036} B_{k36}$	18

La calidad de los productos diseñados, fabricados e instalados, está apoyada en la implantación y certificación de un sistema de gestión de la calidad, basado en la norma internacional ISO 9001:2008.

Nuestro compromiso con el entorno, se reafirma con la implantación y certificación de un sistema de gestión medioambiental de acuerdo a la norma internacional ISO 14001.

Como consecuencia de la constante evolución de las normas y los nuevos diseños, las características de los elementos contenidos en este catálogo están sujetas a cambios sin previo aviso.

Estas características, así como la disponibilidad de los materiales, sólo tienen validez bajo la confirmación de nuestro departamento Técnico-Comercial.

ESPECIALIZACIÓN

La incorporación en el año 2001 de **Cotradis**, fabricante de transformadores de distribución, a **Ormazabal**, constituye un hito estratégico para nosotros.

La transferencia de conocimiento alcanzada entre sus equipos técnicos, refuerza notablemente la aportación de valor para nuestros clientes.

La creciente demanda de energía, la mayor exigencia de calidad de su suministro y la prioridad en la reducción de consumo de recursos naturales, precisan la utilización de equipos que respondan con unos altos niveles de **fiabilidad, seguridad y eficiencia energética**.

La **orientación** hacia las **necesidades** del cliente y el dominio de nuevas tecnologías nos permite ofrecer productos de acuerdo a estas exigencias.

Nuestra especialización en Media Tensión queda avalada por la homologación de nuestros transformadores en las principales compañías eléctricas europeas.

Fabricamos una **completa gama** de transformadores de distribución sumergidos en dieléctrico líquido, conforme a todos los requisitos de la normativa internacional vigente, con un rango de potencias desde 25 kVA hasta 2500 kVA y niveles de aislamiento de hasta 36 kV.

Además, la estrecha colaboración con nuestros clientes, nos posibilita desarrollar transformadores de acuerdo a sus normas y especificaciones particulares.





INNOVACIÓN Y CALIDAD

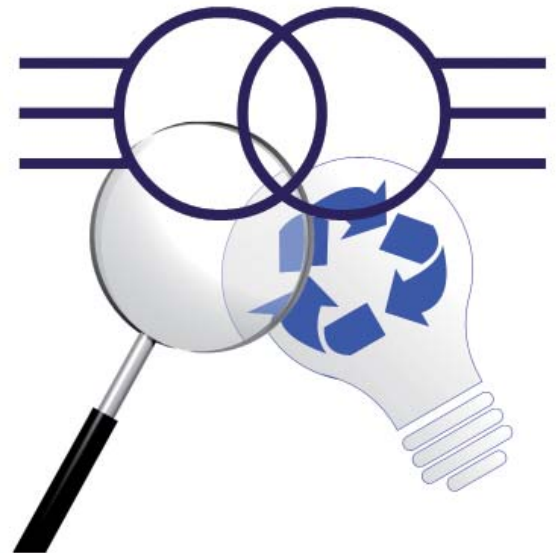
La apuesta por la **innovación** nos sitúa a la vanguardia tecnológica de Europa, que da como resultado unos productos acreditados en laboratorios de reconocimiento internacional, que satisfacen los **requisitos internacionales más exigentes**.

Nuestra **política de calidad, medioambiente y prevención de riesgos** establece los compromisos de promoción e integración de una cultura responsable con el entorno.

En este contexto nuestro sistema de gestión de la calidad alcanza el reconocimiento internacional mediante la certificación ISO 9001.

Además, el firme compromiso con el medio ambiente se materializa con la implantación de un **sistema de gestión medioambiental** certificado de acuerdo a la norma ISO 14001, que controla el impacto de las actividades sobre el entorno.

Esta política también se marca como objetivo la promoción e integración de la cultura de la excelencia y respeto a la **seguridad y salud** de las personas, según norma OHSAS 18001. Su alcance engloba desde nuestro equipo de profesionales y colaboradores, hasta el usuario final.



EL TRANSFORMADOR



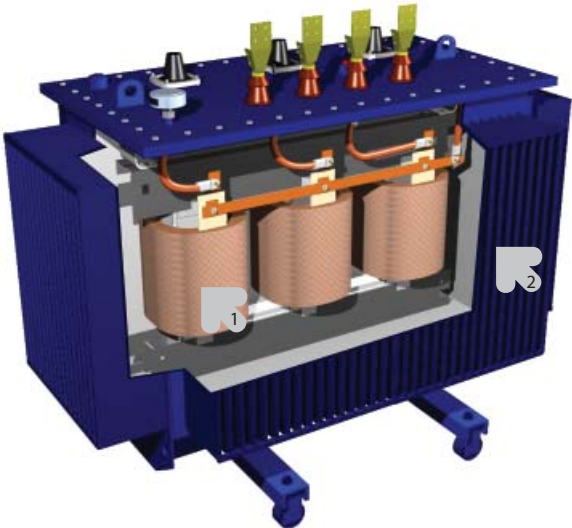
PARTE ACTIVA

La parte activa del transformador es el sistema de transformación de energía, compuesto por el núcleo ferromagnético, los arrollamientos y las conexiones de Media Tensión y de Baja Tensión.



ENVOLVENTE Y DIELECTRICO

La envoltente metálica del transformador y el dieléctrico líquido aportan el aislamiento y la refrigeración necesarios.



Parte activa



Envoltente y dieléctrico

Arrollamientos	Beneficios
<ul style="list-style-type: none">Arrollamientos concéntricos.Aislamiento entre capas: Celulosa con resina epoxi que compacta las bobinas, una vez curada.Fabricación de las bobinas con técnicas y maquinaria de última generación.	<ul style="list-style-type: none">Optimización del comportamiento frente a esfuerzos de cortocircuito.
<ul style="list-style-type: none">Conocimiento experto de la refrigeración de bobinas.Cuidada ejecución de las bobinas y los canales de refrigeración.	<ul style="list-style-type: none">Mejora de la disipación del calor de los devanados.
<ul style="list-style-type: none">Utilización de materiales celulósicos de calidad contrastada.Manipulación y almacenaje óptimo para mantener las propiedades de los aislamientos.	<ul style="list-style-type: none">Aislamiento asegurado.
Conexiones y conmutador	Beneficios
<ul style="list-style-type: none">Terminales de MT y BT.	<ul style="list-style-type: none">Conexión del transformador con el exterior.
<ul style="list-style-type: none">Conmutador de regulación, maniobrable sin tensión.	<ul style="list-style-type: none">Permite ajustar la tensión del secundario de forma precisa.

Envoltente y dieléctrico	Beneficios
<ul style="list-style-type: none">Envoltente metálica, tipo elástica, con aletas de refrigeración.	<ul style="list-style-type: none">Aumento de la superficie de disipación de calor.Absorción de variaciones en volumen del dieléctrico líquido originados por los cambios de temperatura en el mismo.Protección mecánica y eléctrica.
<ul style="list-style-type: none">Cuba de llenado integral, herméticamente sellada.	<ul style="list-style-type: none">No degradación del dieléctrico líquido al no estar en contacto con el aire.Mantenimiento reducidoReducción de tamaño.Sin depósito de expansión o desecador.Menor peso.Apantallamiento de campos electromagnéticos.
<ul style="list-style-type: none">Sumergido en dieléctrico líquido.	<ul style="list-style-type: none">Reducción del nivel de ruido.Mejora del comportamiento frente a sobrecargas y armónicos.
<ul style="list-style-type: none">Tratamiento superficial y Pintura.	<ul style="list-style-type: none">Protección contra corrosión, agentes atmosféricos, insolación e impactos.

ENSAYOS

Nuestros transformadores son sometidos a los ensayos descritos en la serie de normas **IEC 60076**.

Para ello disponemos de laboratorios propios, equipados con aparatos y sistemas de medida modernos y precisos, certificados y calibrados de acuerdo a las directrices de la norma **ISO 9001**, con el fin de obtener productos con los más exigentes estándares de calidad.



ENSAYOS INDIVIDUALES O DE RUTINA

Todos los transformadores fabricados son sometidos a los siguientes ensayos de rutina según **IEC 60076-1**:

- Medida de la resistencia de los arrollamientos.
- Medida de la relación de transformación y verificación del acoplamiento.
- Medida de la impedancia de cortocircuito y de las pérdidas debidas a la carga.
- Medida de las pérdidas y la corriente en vacío.
- Ensayos dieléctricos individuales:
 - Ensayo de tensión aplicada a frecuencia industrial.
 - Ensayo de tensión inducida.



ENSAYO DE TENSIÓN APLICADA A FRECUENCIA INDUSTRIAL

	MT				BT	
Tensión más elevada del material (Nivel de Aislamiento). [kV]	12	17.5	24	36	1.1	3.6
Tensión aplicada a frecuencia industrial (50 Hz durante 1 minuto). [kV]	28	38	50	70	3	10



ENSAYOS DE TIPO

En común acuerdo con nuestro cliente, se realizan los siguientes ensayos, siguiendo la normativa internacional vigente:

- Ensayo de calentamiento.
- Ensayos de dieléctricos de tipo:
 - Ensayo impulso tipo rayo u onda de choque



ENSAYO IMPULSO TIPO RAYO U ONDA DE CHOQUE

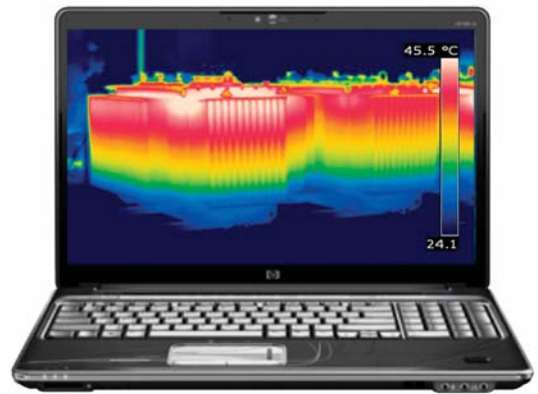
	MT				BT	
Tensión más elevada del material (Nivel de Aislamiento). [kV]	12	17.5	24	36	1.1	3.6
Tensión soportada asignada de Impulso tipo rayo (1.2 / 50µs). [kV]	75	95	125	170	20	20



ENSAYOS ESPECIALES

Ensayos especiales por petición expresa del cliente:

- Ensayos dieléctricos especiales
- Medida de las descargas parciales.
- Determinación de las capacidades devanados – tierra y entre devanados.
- Medida de la impedancia homopolar (en transformadores trifásicos).
- **Ensayo** de aptitud para soportar **cortocircuitos** (IEC 60076-5), realizado en laboratorios acreditados, tanto externos como interno (**HPL**).
- Determinación del nivel de ruido (IEC 60076-10)
- Medida de los armónicos de la intensidad de vacío.
- Medida de la resistencia de aislamiento y/o medición del factor de disipación (tangente delta) de las capacidades de los aislamientos.



ENSAYOS ADICIONALES

• Ensayos sobre Aceite dieléctrico

La vida útil del transformador está en gran medida relacionada con la calidad del líquido dieléctrico. Aseguramos los más elevados estándares de calidad a través de exigentes procesos de calificación y auditoría de producto, así como por la aplicación de las tecnologías más avanzadas en su proceso de tratamiento.

- Densidad a 20°C
- Viscosidad a 40°C
- Contenido de agua
- Tensión de ruptura
- Factor de disipación
- Tensión interfacial
- Acidez
- Punto de inflamación

• Ensayos sobre Cubas

- Ensayo de Fatiga EN 50464-4

• Ensayos de Pintura

- Medida espesor
- Ensayo adherencia
- Ensayo de dureza
- Ensayo de plegado
- Ensayo de impacto
- Ensayo de embutición
- Ensayo de niebla salina



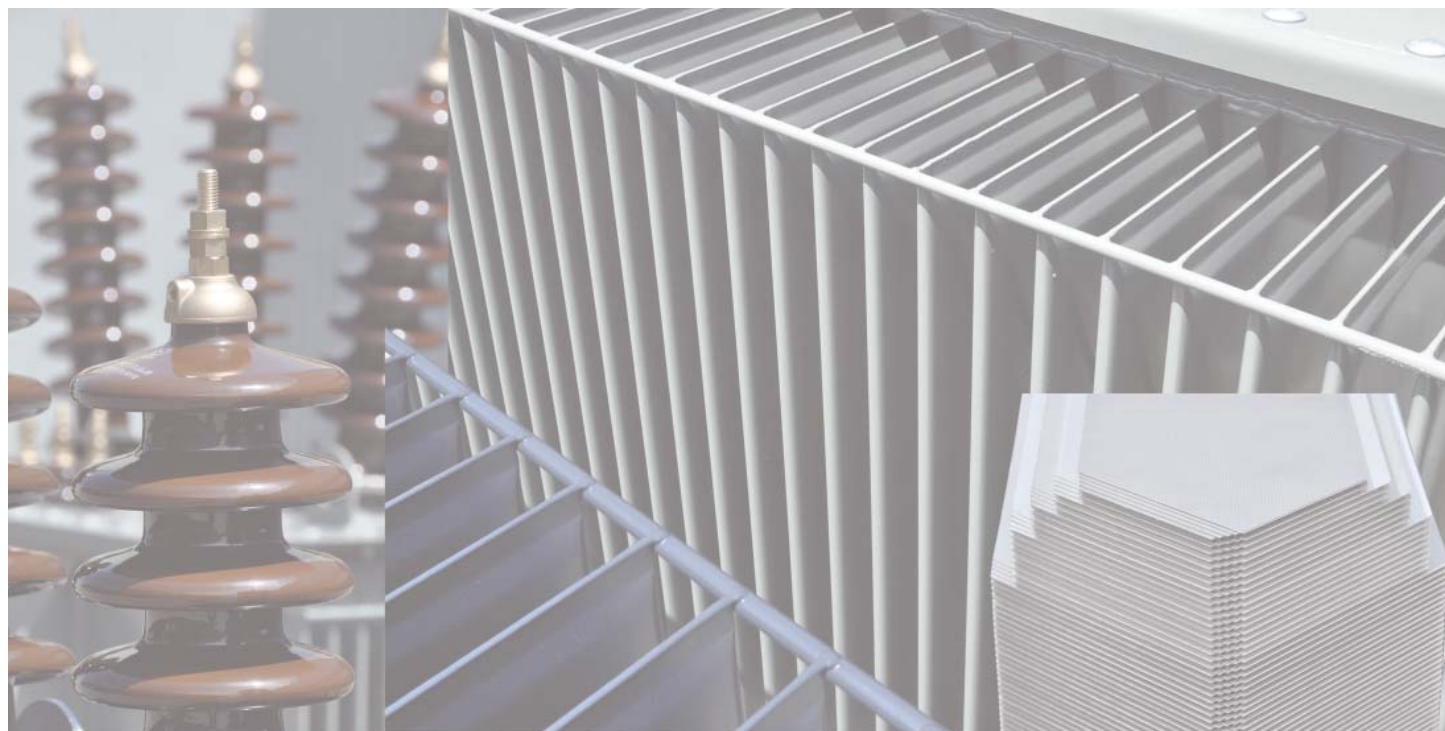
DESARROLLO TECNOLÓGICO

La calidad y fiabilidad de nuestros productos quedan demostradas mediante el ensayo y la certificación de nuestros transformadores en laboratorios independientes de reconocimiento internacional.

Además, el desarrollo tecnológico y el afán innovador que nos caracteriza desde nuestros orígenes, queda reforzado al disponer de un Laboratorio Electrotécnico de Potencia (HPL) con capacidad de hasta 2500 MVA.

Se trata de unas instalaciones propias que facilitan la utilización permanente de medios de ensayo, que combinados con unos equipos humanos altamente cualificados certifican aún más nuestra independencia tecnológica.

Por otra parte, participamos en campañas de control de mercados con estamentos externos y organismos oficiales para la verificación de nuestros productos.



SOSTENIBILIDAD

Sostenibilidad, entendida como el mejor compromiso entre la satisfacción de las demandas sociales, el cuidado del medio ambiente y la economía.

- **Demandas sociales:**

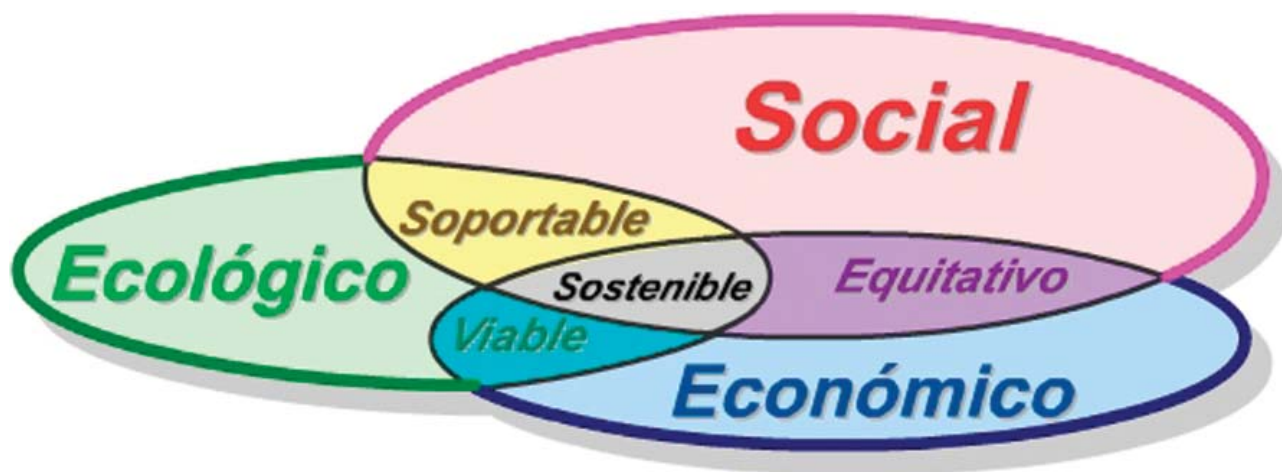
- Seguridad de personas y bienes.
- Continuidad en el servicio.

- **Economía**

- Óptimo uso de materias primas.
- Mayor vida, durancia y robustez de los equipos.
- Equipos adaptables a la evolución de la red.
- Durabilidad de los equipos.

- **Cuidado del medio ambiente:**

- Reducción del volumen del líquido dieléctrico.
- Mínimas dimensiones.
- Pérdidas reducidas en el transformador.
- Bajo riesgo de vertidos de los aislantes a la vía pública.
- No agresión al entorno.
- Reciclabilidad.



APLICACIÓN

Estas premisas nos permiten desarrollar transformadores de distribución con las siguientes características:

- **Transformador hermético de llenado integral**

- Cubas herméticamente selladas:
 - No necesitan depósito de expansión.
 - Cantidad menor de líquido dieléctrico que en otros tipos de transformadores.
- Ausencia de contacto entre el líquido dieléctrico y agentes externos (aire, humedad, contaminación, etc.).
 - Evita la degradación de las características del dieléctrico.
 - Reducción del mantenimiento.
- Baja posibilidad de fugas:
 - Robustez de la cuba (altas características de los materiales).
 - Procesos de soldadura realizados por personal cualificado.
 - Ensayos de estanqueidad realizados en todos los transformadores.

- **Mínimo impacto ambiental**

- Respeto al medio ambiente:
 - Uso de materiales con un alto grado de reciclabilidad.
 - Racionalización en el uso de materias primas.
 - Dimensiones optimizadas de los transformadores.
- Óptimo consumo de materias primas:
 - Selección de materiales.
 - Aprovechamiento máximo de sus características.
- Bajo consumo de energía eléctrica:
 - Tecnología avanzada en diseño, fabricación y ensayo.
 - Transformadores de pérdidas reducidas.
 - Productos fiables y seguros.
- Certificación ISO 14001.

- **Bajo nivel de ruido:**

- Un óptimo diseño y montaje del núcleo ferromagnético, nos posibilita reducir drásticamente el nivel de ruido generado por el transformador.
- Existen dos componentes que identifican el nivel de ruido producido por un transformador:

$$L_{wA} = L_{pA} + K_S$$

Donde:

L_{wA} : Potencia Acústica (causa)

L_{pA} : Presión Acústica (efecto)

K_S factor (>0) que depende del tamaño del transformador.

Para definir un transformador se recomienda el uso de la Potencia Acústica L_{wA} , por ser un valor independiente del entorno, y por lo tanto, tratarse de la mejor magnitud para evaluar la emisividad acústica de un transformador.



- **Sin PCBs**

- Nuestros transformadores están fabricados usando solamente componentes nuevos y exentos de PCBs, en estricto cumplimiento de la normativa vigente.



- **Compatibilidad electromagnética**

Nuestros transformadores son máquinas de comportamiento neutro desde el punto de vista de la compatibilidad electromagnética. Es decir, funcionan satisfactoriamente sin introducir perturbaciones electromagnéticas intolerables para equipos de su entorno, y soportan las producidas por otros dispositivos.

Nota: las corrientes que circulan por los conductores conectados a los transformadores, en particular las de Baja Tensión, pueden generar campos electromagnéticos significativos. El diseñador de la instalación debe asegurarse de que el tendido de estos cables se realice de modo que los campos se minimicen o, en su caso, se adopten medidas para atenuar sus efectos.

Desde 25 hasta 2500 kVA • Nivel de Aislamiento 24 y 36 kV Transformadores Sumergidos en Dieléctrico Líquido

GENERALIDADES



Estos transformadores cumplen las siguientes características:

- Transformadores trifásicos, 50 Hz para instalación en interior o exterior.
- Herméticos de llenado integral.
- Sumergidos en Aceite mineral de acuerdo a la norma **IEC 60296**.
- Refrigeración ONAN.
- Color azul oscuro, de acuerdo a la norma **UNE 21428**.

Los datos y valores mostrados corresponden a las Condiciones Normales de Funcionamiento referenciadas en la norma **IEC 60076-1**.

Nota: Para otras configuraciones consultar a nuestro Departamento Técnico-Comercial.

DESCRIPCIÓN

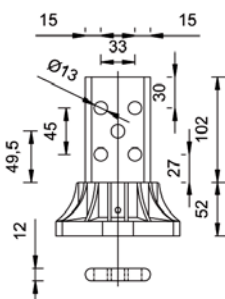
NORMAS

Los transformadores cumplen con las siguientes normas:

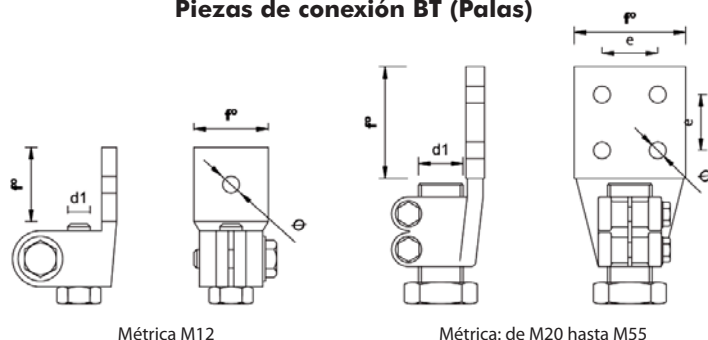
UNE 21428
EN 50464
IEC 60076

CONEXIONES

Pasabarras Unipolar BT (opcional)



Piezas de conexión BT (Palas)



CONEXIÓN BAJA TENSIÓN

PASATAPAS BT DE PORCELANA PARA 420V - B2*

Potencia [kVA]	25	50	100	160	250	400	500	630	800	1000	1250	1600	2000	2500
Intensidad nominal [A]	250	250	250	250	630	630	1000	1000	1600	1600	2000	3150	3150	4000
Dimensión - Métrica d1	M12	M12	M12	M12	M20	M20	M30	M30	M42	M42	M42	M48	M48	M55
Material	Latón	Latón	Latón	Latón	Latón	Latón	Latón	Latón	Latón	Latón	Cobre	Cobre	Cobre	Cobre

PIEZAS DE CONEXIÓN - PALAS BT

Métrica	M12	M12	M12	M12	M20	M20	M30	M30	M42	M42	M42	M48	M48	M55
e [mm]	-	-	-	-	32	32	32	32	40	40	40	40	40	70
f0 [mm]	40	40	40	40	60	60	60	60	100	100	100	120	120	150
Ø [mm]	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	18

PASABARRAS UNIPOLAR BT DE INSTALACIÓN INTERIOR (OPCIONAL)

Potencia [kVA]	25	50	100	160	250	400	500	630	800	1000	1250	1600	2000	2500
Intensidad nominal [A]	-	-	-	-	630	630	1600	1600	1600	1600	-	-	-	-
Material	-	-	-	-	Al	Al	Cobre	Cobre	Cobre	Cobre	-	-	-	-

(*) Para otras tensiones secundarias, consultar con nuestro Departamento Técnico-Comercial

CONEXIÓN MEDIA TENSIÓN

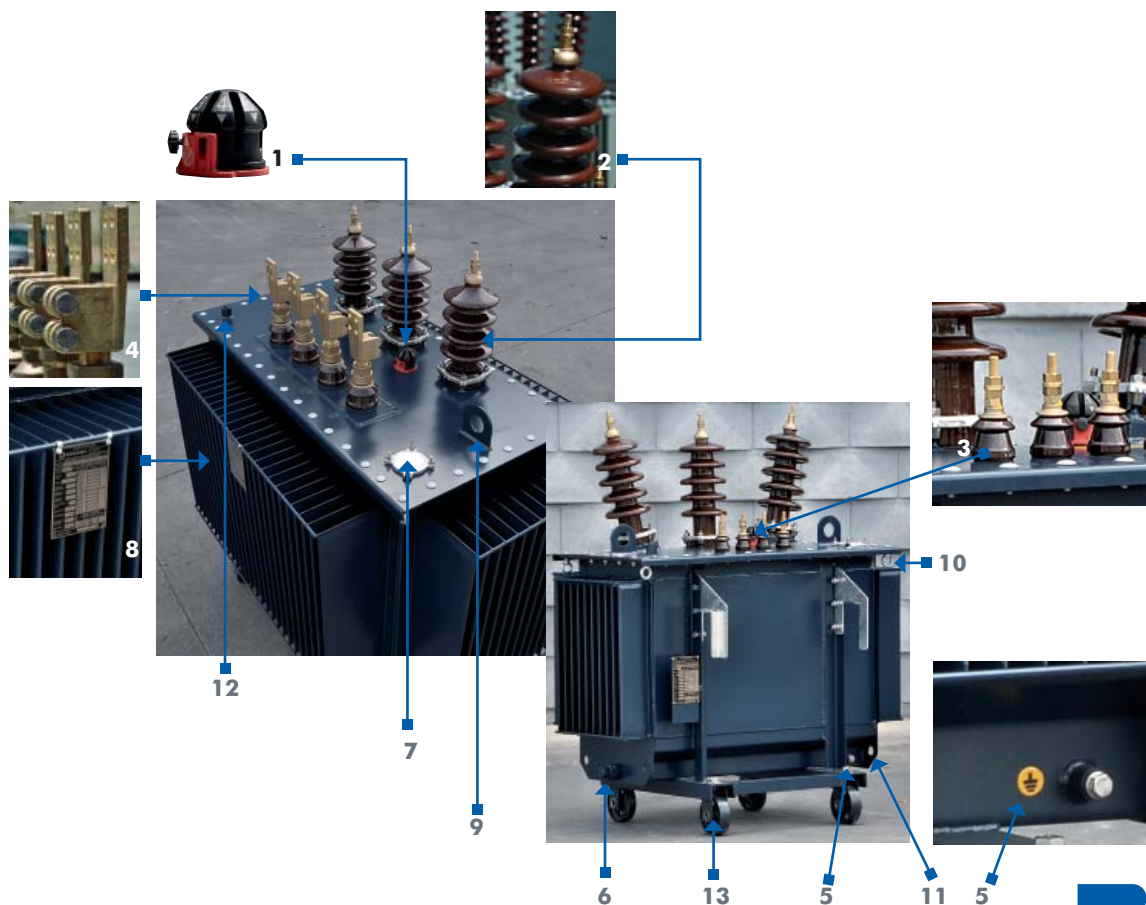
CONECTORES PARA PASATAPAS ENCHUFABLES MT (NO SUMINISTRADOS CON EL TRANSFORMADOR)

Aislamiento [kV]	24	36
	Conector acodado tipo A (250 A) Ref. EUROMOLD K-158LR	Conector acodado tipo B (400 A) Ref. EUROMOLD M-400LR
	Conector recto tipo A (250 A) Ref. EUROMOLD K-152SR	-

EQUIPAMIENTO

EQUIPAMIENTO DE SERIE UNE-21428

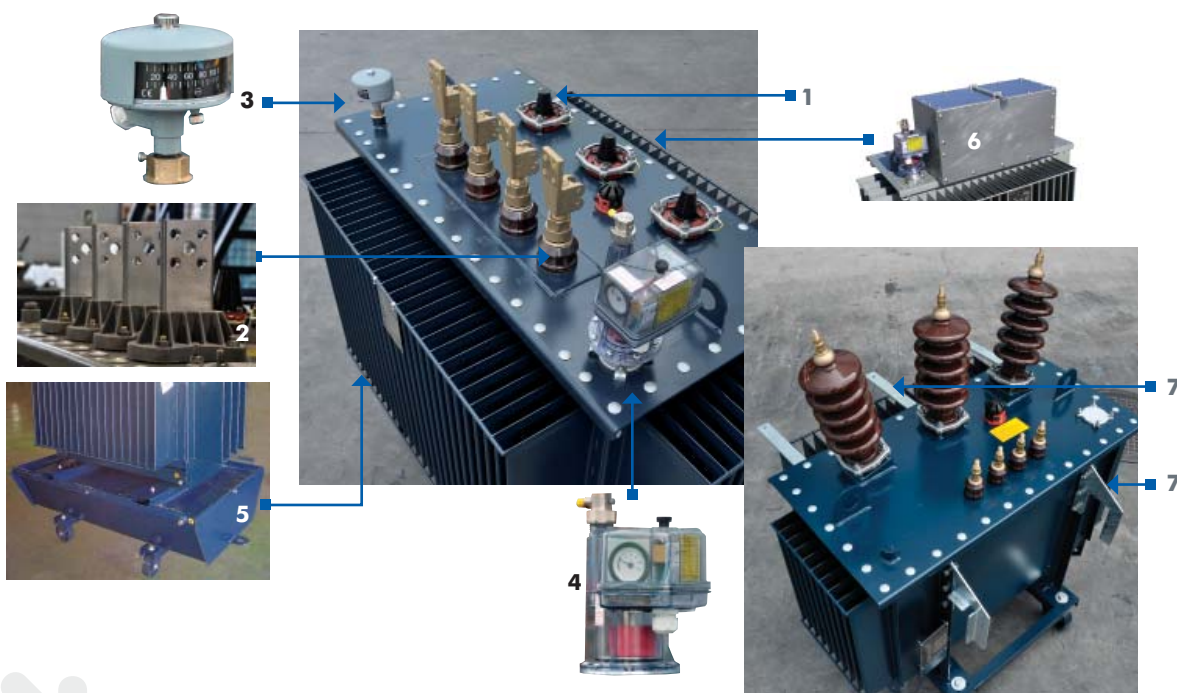
			Figura
• Aceite mineral aislante no inhibido		UNE-EN 60296	1
• Conmutador de regulación (maniobrable sin tensión)		UNE-EN 60214	
• Conmutador de cambio de tensión sobre tapa para los transformadores de doble tensión primaria (maniobrable sin tensión)		UNE-EN 60214	
• Pasatapas MT de porcelana		UNE-EN 50180	2
• Pasatapas BT de porcelana		UNE-EN 50386	3
• Terminales planos de conexión BT	≥630 kVA		4
• 2 Terminales de tierra en la cuba		UNE-EN 50216-4	5
• Dispositivo de vaciado y toma de muestras.		UNE-EN 50216-4	6
• Dispositivo de llenado		UNE-21428	7
• Placa de características		UNE-21428	8
• 2 Cáncamos de elevación		UNE-21428	9
• 4 Cáncamos de arriostramiento		UNE-21428	10
• 4 Dispositivos de arrastre		UNE-21428	11
• Dispositivo para alojamiento de termómetro		UNE-EN-50216-4	12
• Ruedas	≥250 kVA	UNE-EN-50216-4	13





EQUIPAMIENTO OPCIONAL

		Figura
• Pasatapas enchufables MT	UNE-EN 50180	1
• Pasabarras unipolar BT	UNE-EN 50387	2
• Termómetro: mide la temperatura de la capa superior del líquido aislante. Disponible con 2 contactos. (alarma y disparo) y aguja de máxima.		3
• Relé de protección integral Funciones: Control de presión interna de la cuba Control de temperatura del líquido dieléctrico Control de nivel de aceite y detección de gases	UNE-EN 50216-3	4
• Dispositivo de recogida del dieléctrico líquido		5
• Cajón cubrebarras		6
• Ganchos y soporte para autoválvulas (aplicación para poste hasta 160 kVA).		7



OTROS LÍQUIDOS DIELECTRICOS

- Ester natural biodegradable para aplicación en transformadores eléctricos, Clase K con punto de combustión superior a 300 °C.
- Silicona líquida dieléctrica según norma IEC 60836, Clase K con punto de combustión superior a 300 °C.
- Ester sintético biodegradable para aplicación en transformadores eléctricos según norma IEC 61099 Clase K, con punto de combustión superior a 300 °C.

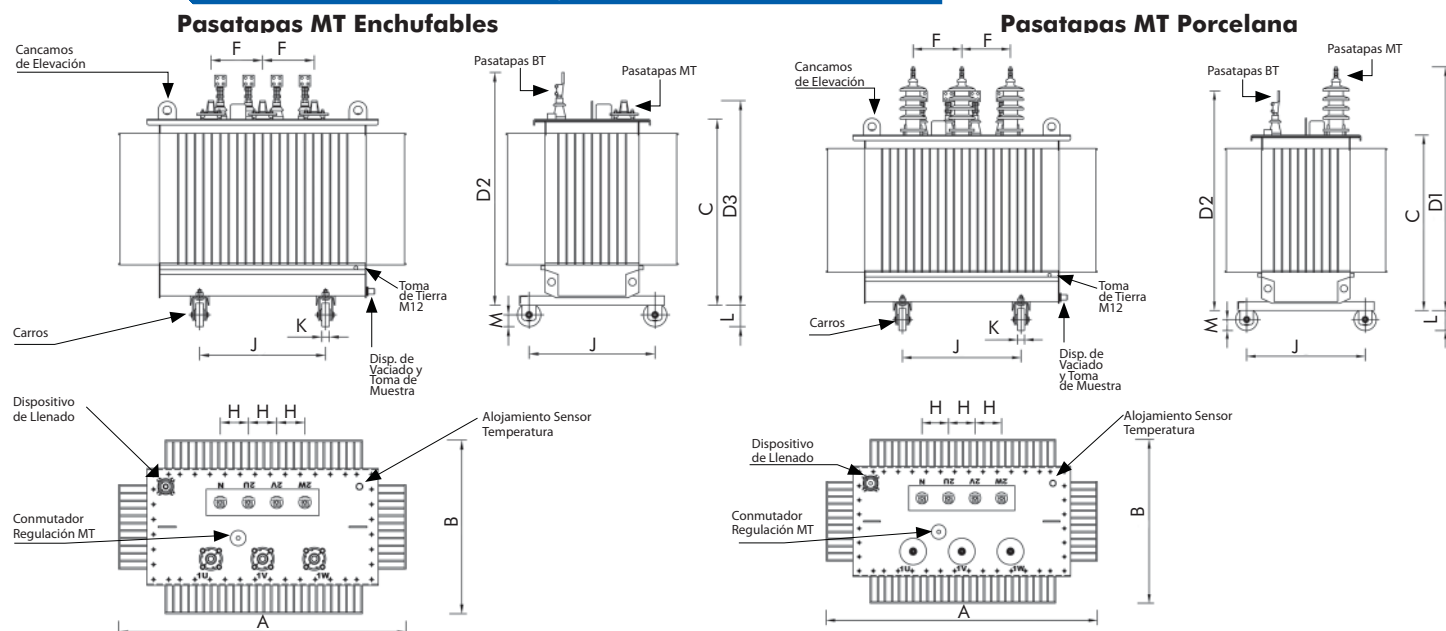


Desde 250 hasta 2500 kVA • Nivel de Aislamiento 24 kV

Transformadores Sumergidos en Dieléctrico Líquido



CARACTERÍSTICAS 24 kV: D₀ C_K (AB')



CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS

24 kV: D₀ C_K (AB')

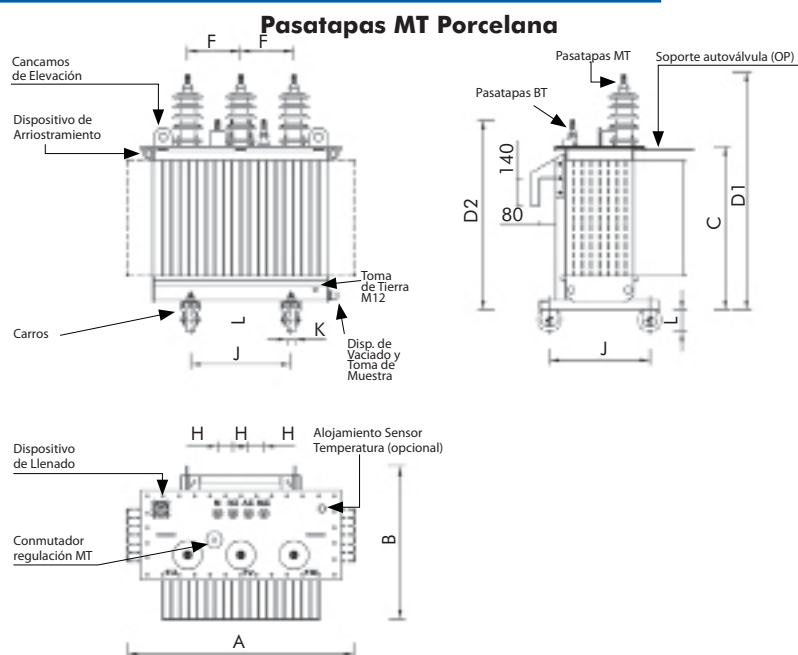
POTENCIA ASIGNADA [kVA]			250	400	500	630	800	1000	1250	1600	2000	2500
Tensión [kV]	Primaria						20					
Asignada (Ur) [V]	Secundaria en vacío						420					
Grupo de Conexión	Dyn11											
Pérdidas en Vacío- Po [W]	Lista D ₀	530	750	880	1030	1150	1400	1750	2200	2700	3200	
Pérdidas en Carga- Pk [W]	Lista Ck	3250	4600	5500	6500	8400	10500	13500	17000	21000	26500	
Impedancia de Cortocircuito (%) a 75°C		4	4	4	4	6	6	6	6	6	6	
Nivel de Potencia Acústica LwA [dB]	Lista D ₀	60	63	64	65	66	68	69	71	73	76	
Caida de tensión a plena carga (%)	cosf=1	1.37	1.22	1.16	1.11	1.19	1.22	1.25	1.24	1.22	1.23	
	cosf=0.8	3.33	3.25	3.21	3.17	4.44	4.47	4.49	4.48	4.47	4.47	
Rendimiento (%)	CARGA 100%	cosf=1	98.51	98.68	98.75	98.82	98.86	98.82	98.79	98.81	98.83	98.83
		cosf=0.8	98.15	98.36	98.44	98.53	98.58	98.53	98.50	98.52	98.54	98.54
	CARGA 75%	cosf=1	98.76	98.90	98.96	99.02	99.06	99.04	99.01	99.03	99.04	99.04
		cosf=0.8	98.45	98.63	98.70	98.78	98.83	98.80	98.77	98.79	98.81	98.81

DIMENSIONES [mm]

POTENCIA ASIGNADA [kVA]	250	400	500	630	800	1000	1250	1600	2000	2500
A (Largo)	1376	1537	1622	1622	1932	1997	2007	1922	1965	2093
B (Ancho)	930	941	962	962	1161	1200	1200	1224	1277	1487
C (Alto a tapa)	915	1004	1026	1092	1112	1158	1230	1517	1715	1737
D1 (Alto a MT con Porcelana MT)	1300	1389	1411	1477	1497	1543	1615	1902	2100	2122
D3 (Alto a MT Borna enchufable MT)	1004	1093	1115	1181	1201	1247	1319	1606	1804	1826
D2 (Alto a BT con Palas)	1149	1238	1287	1353	1445	1491	1563	1886	2084	2167
F (separación MT)	275	275	275	275	275	275	275	275	275	275
H (separación entre BT)	150	150	150	150	150	150	150	200	200	200
J (Distancia entre ruedas)	670	670	670	670	670	670	820	820	820	1070
K (ancho rueda)	40	40	40	40	40	40	70	70	70	70
Ø (diámetro rueda)	125	125	125	125	125	125	200	200	200	200
L (Rueda)	110	110	110	110	110	110	165	165	165	165
Volumen Aceite [Litros]	260	330	390	410	510	530	540	1000	1200	1400
Peso total [Kg]	1010	1330	1600	1750	2250	2430	2750	3850	4750	5350

Desde 25 hasta 160 kVA • Nivel de Aislamiento 24 kV Transformadores Sumergidos en Dieléctrico Líquido

CARACTERÍSTICAS 24 kV: D₀ C_K (AB')



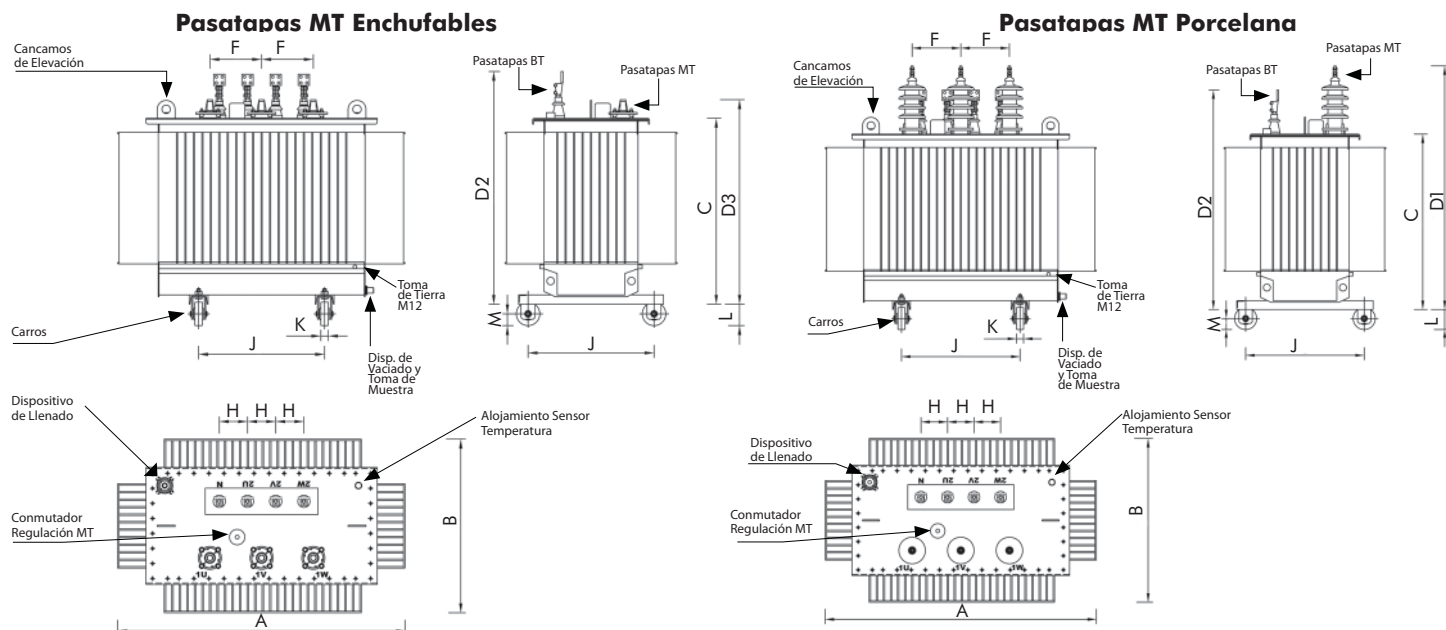
CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS			24 kV: D ₀ C _K (AB')			
POTENCIA ASIGNADA [kVA]			25	50	100	160
Tensión [kV]	Primaria		20			
Asignada (Ur) [V]	Secundaria en vacío		420			
Grupo de Conexión			Yzn11/Dyn11			
Pérdidas en Vacío- Po [W]	Lista D ₀	95	145	260	375	
Pérdidas en Carga- Pk [W]	Lista Ck	700	1100	1750	2350	
Impedancia de Cortocircuito (%) a 75°C		4	4	4	4	
Nivel de Potencia Acústica LwA [dB]	Lista D ₀	47	50	54	57	
Caída de tensión a plena carga (%)	cosf=1	2.84	2.26	1.81	1.54	
	cosf=0.8	3.96	3.77	3.57	3.43	
Rendimiento (%)	CARGA 100%	cosf=1	96.92	97.57	98.03	98.33
		cosf=0.8	96.18	96.98	97.55	97.92
	CARGA 75%	cosf=1	97.46	98.00	98.37	98.61
		cosf=0.8	96.84	97.52	97.97	98.26

DIMENSIONES [mm]					
POTENCIA ASIGNADA [kVA]		25	50	100	160
A (Largo)		888	888	1006	1205
B (Ancho)		704	704	796	848
C (Alto a tapa)		768	810	889	847
D1 (Alto a MT con Porcelana MT)		1153	1195	1274	1232
D3 (Alto a MT Borna enchufable MT)		857	899	978	936
D2 (Alto a BT con Palas)		918	960	1039	997
F (separación MT)		275	275	275	275
H (separación entre BT)		80	80	80	80
J (Distancia entre ruedas)		520	520	520	520
K (ancho rueda)		40	40	40	40
Ø (diámetro rueda)		125	125	125	125
L (Rueda)		110	110	110	110
Distancia entre Ganchos para poste		530	530	530	530
Volumen Aceite [Litros]		100	105	155	200
Peso total [Kg]		360	435	610	770

Desde 250 hasta 2500 kVA • Nivel de Aislamiento 24 kV

Transformadores Sumergidos en Dieléctrico Líquido

CARACTERÍSTICAS 24 kV: C₀ B_K (CC')



CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS

24 kV: C₀ B_K (CC')

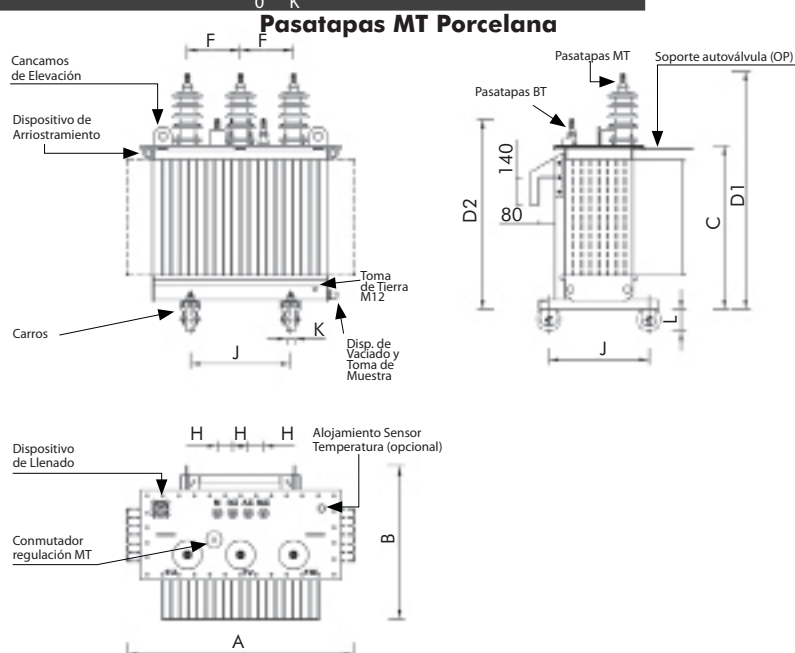
POTENCIA ASIGNADA [kVA]			250	400	500	630	800	1000	1250	1600	2000	2500
Tensión [kV]	Primaria		20									
Asignada (Ur) [V]	Secundaria en vacío		420									
Grupo de Conexión			Dyn11									
Pérdidas en Vacío- Po [W]	Lista C ₀	425	610	720	860	930	1100	1350	1700	2100	2500	
Pérdidas en Carga- Pk [W]	Lista B _K	2750	3850	4600	5400	7000	9000	11000	14000	18000	22000	
Impedancia de Cortocircuito (%) a 75°C		4	4	4	4	6	6	6	6	6	6	
Nivel de Potencia Acústica LwA [dB]	Lista C ₀	55	58	59	60	61	63	64	66	68	71	
Caída de tensión a plena carga (%)	cosf=1	1.17	1.04	1.00	0.93	1.05	1.08	1.06	1.05	1.08	1.06	
	cosf=0.8	3.22	3.13	3.10	3.06	4.35	4.37	4.38	4.35	4.35	4.35	
Rendimiento (%)	CARGA 100%	cosf=1	98.75	98.90	98.95	99.02	99.02	99.00	98.98	99.03	99.03	
		cosf=0.8	98.44	98.63	98.69	98.77	98.78	98.75	98.73	98.79	98.79	
	CARGA 75%	cosf=1	98.96	99.08	99.13	99.18	99.20	99.19	99.17	99.21	99.21	
		cosf=0.8	98.70	98.86	98.91	98.98	99.00	98.98	98.97	99.01	99.02	

DIMENSIONES [mm]

POTENCIA ASIGNADA [kVA]	250	400	500	630	800	1000	1250	1600	2000	2500
A (Largo)	1376	1537	1622	1569	1997	1997	2007	1965	1965	2480
B (Ancho)	930	941	962	962	1200	1200	1182	1277	1277	1426
C (Alto a tapa)	915	1004	1092	1169	1158	1158	1373	1671	1715	1836
D1 (Alto a MT con Porcelana AT)	1300	1389	1477	1554	1543	1543	1758	2056	2100	2221
D3 (Alto a MT Borna enchufable AT)	1004	1093	1181	1258	1247	1247	1462	1760	1804	1925
D2 (Alto a BT con Palas)	1149	1238	1353	1430	1491	1491	1706	2040	2084	2266
F (separación MT)	275	275	275	275	275	275	275	275	275	275
H (separación entre BT)	150	150	150	150	150	150	150	200	200	200
J (Distancia entre ruedas)	670	670	670	670	670	670	820	820	820	1070
K (ancho rueda)	40	40	40	40	40	40	70	70	70	70
Ø (diámetro rueda)	125	125	125	125	125	125	200	200	200	200
L (Rueda)	110	110	110	110	110	110	165	165	165	165
Volumen Aceite [Litros]	260	325	390	390	520	500	660	1200	1245	1340
Peso total [Kg]	1100	1420	1810	1920	2530	2560	3200	4950	5150	5750

Desde 25 hasta 160 kVA • Nivel de Aislamiento 24 kV Transformadores Sumergidos en Dieléctrico Líquido

CARACTERÍSTICAS 24 kV: C₀ B_K (CC')



CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS		24 kV: C ₀ B _K (CC')			
POTENCIA ASIGNADA [kVA]		25	50	100	160
Tensión [kV]	Primaria	20			
Asignada (Ur) [V]	Secundaria en vacío	420			
Grupo de Conexión		Yzn11/Dyn11			
Pérdidas en Vacío- Po [W]	Lista C ₀	75	125	210	300
Pérdidas en Carga- Pk [W]	Lista Bk	560	875	1475	2000
Impedancia de Cortocircuito (%) a 75°C		4	4	4	4
Nivel de Potencia Acústica LwA [dB]	Lista C ₀	45	47	49	52
Caída de tensión a plena carga (%)	cosφ=1	2.29	1.81	1.54	1.32
	cosφ=0.8	3.79	3.57	3.43	3.31
Rendimiento (%)	CARGA 100%	cosφ=1	97.52	98.04	98.34
		cosφ=0.8	96.92	97.56	97.94
	CARGA 75%	cosφ=1	97.96	98.38	98.63
		cosφ=0.8	97.47	97.98	98.30

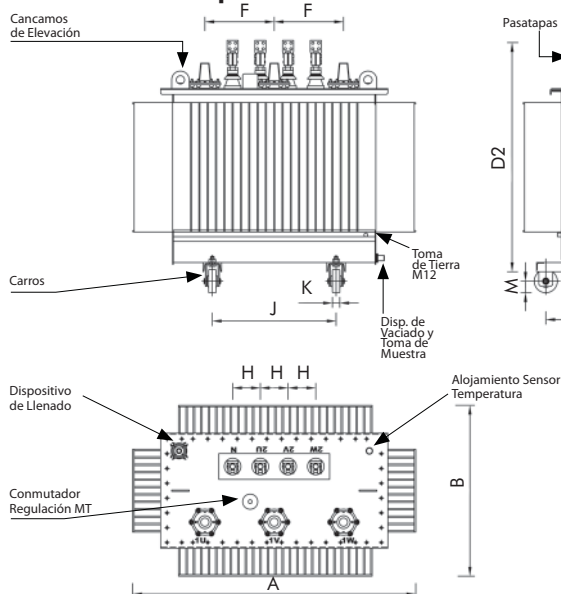
DIMENSIONES [mm]				
POTENCIA ASIGNADA [kVA]	25	50	100	160
A (Largo)	888	926	1006	1205
B (Ancho)	704	704	796	848
C (Alto a tapa)	780	848	911	847
D1 (Alto a MT con Porcelana MT)	1165	1233	1296	1232
D3 (Alto a MT Borna enchufable MT)	869	937	1000	936
D2 (Alto a BT con Palas)	930	998	1061	997
F (separación MT)	275	275	275	275
H (separación entre BT)	80	80	80	80
J (Distancia entre ruedas)	520	520	520	520
K (ancho rueda)	40	40	40	40
Ø (diámetro rueda)	125	125	125	125
L (Rueda)	110	110	110	110
Distancia entre Ganchos para poste	530	530	530	530
Volumen Aceite [Litros]	100	115	160	190
Peso total [kg]	380	490	690	820

Desde 250 hasta 2500 kVA • Nivel de Aislamiento 36 kV

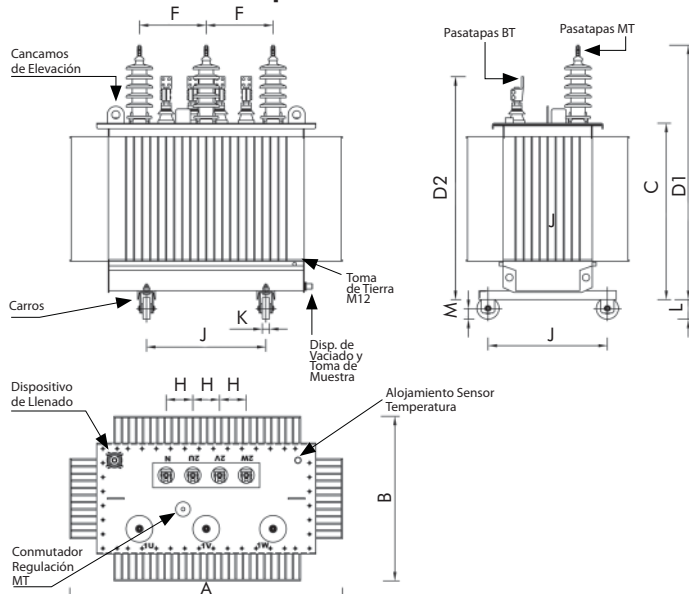
Transformadores Sumergidos en Dieléctrico Líquido

CARACTERÍSTICAS 36 kV: B₀₃₆ B_{K36}

Pasatapas MT Enchufables



Pasatapas MT Porcelana



CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS

36 kV: B₀₃₆ B_{K36}

POTENCIA ASIGNADA [kVA]		250	400	500	630	800	1000	1250	1600	2000	2500
Tensión [kV]	Primaria	25									
Asignada (Ur) [V]	Secundaria en vacío	420									
Grupo de Conexión		Dyn11									
Pérdidas en Vacío- Po [W]	Lista B ₀₃₆	650	930	1100	1300	1500	1700	2100	2600	3150	3800
Pérdidas en Carga- Pk [W]	Lista B _{K36}	3500	4900	5600	6500	8400	10500	13500	17000	21000	26500
Impedancia de Cortocircuito (%) a 75°C		4.5	4.5	4.5	4.5	6	6	6	6	6	6
Nivel de Potencia Acústica LwA [dB]	Lista B ₀₃₆	62	65	66	67	68	68	70	71	73	76
Caida de tensión a plena carga (%)	cosφ=1	1.49	1.32	1.21	1.13	1.22	1.22	1.25	1.24	1.22	1.23
		3.72	3.62	3.55	3.50	4.47	4.47	4.49	4.48	4.47	4.47
	CARGA 100%	98.37	98.56	98.68	98.78	98.78	98.79	98.77	98.79	98.81	98.80
		97.97	98.21	98.35	98.48	98.48	98.50	98.46	98.49	98.51	98.51
	CARGA 75%	98.62	98.79	98.88	98.96	98.97	99.00	98.98	99.00	99.01	99.01
		98.28	98.49	98.60	98.71	98.72	98.75	98.72	98.75	98.77	98.77

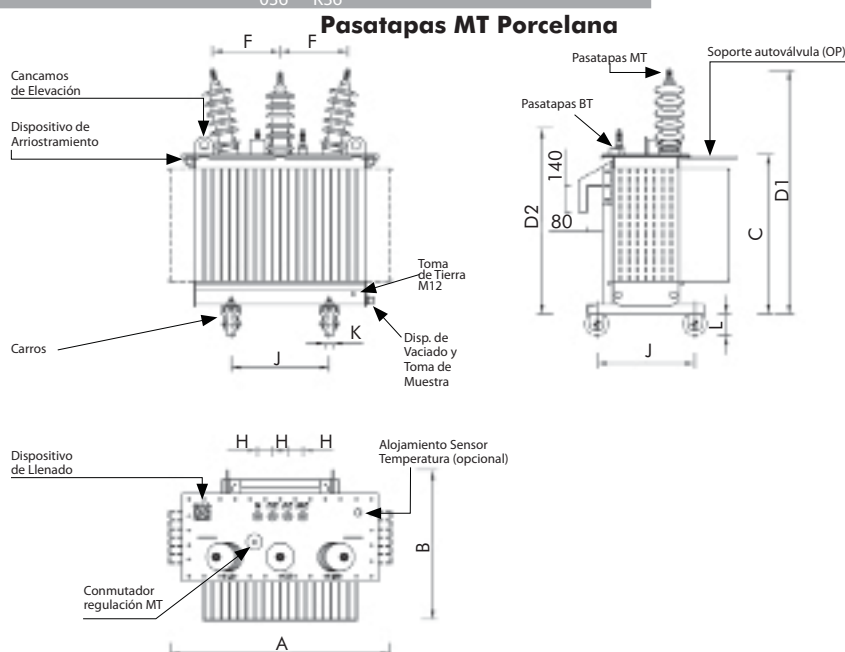
DIMENSIONES [mm]

POTENCIA ASIGNADA [kVA]	250	400	500	630	800	1000	1250	1600	2000	2500
A (Largo)	1376	1537	1622	1592	1932	1997	2007	1922	1965	2093
B (Ancho)	930	941	962	962	1161	1200	1200	1224	1277	1487
C (Alto a tapa)	915	1004	1026	1092	1112	1158	1230	1517	1715	1737
D1 (Alto a MT con Porcelana MT)	1368	1442	1464	1530	1550	1596	1668	1955	2153	2175
D3 (Alto a MT Borna enchufable MT)	1050	1139	1161	1227	1247	1293	1365	1652	1850	1872
D2 (Alto a BT con Palas)	1149	1238	1287	1353	1445	1491	1563	1886	2084	2167
F (separación MT)	375	375	375	375	375	375	375	375	375	375
H (separación entre BT)	150	150	150	150	150	150	150	200	200	200
J (Distancia entre ruedas)	670	670	670	670	670	670	820	820	820	1070
K (ancho rueda)	40	40	40	40	40	40	70	70	70	70
Ø (diámetro rueda)	125	125	125	125	125	125	200	200	200	200
L (Rueda)	110	110	110	110	110	110	165	165	165	165
Volumen Aceite [Litros]	260	340	390	410	500	530	550	1000	1200	1400
Peso total [Kg]	1000	1330	1600	1800	2220	2480	2780	3850	4850	5350

Desde 25 hasta 160 kVA • Nivel de Aislamiento 36 kV

Transformadores Sumergidos en Dieléctrico Líquido

CARACTERÍSTICAS 36 kV: B₀₃₆ B_{K36}



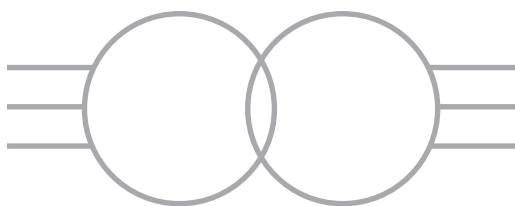
CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS

36 kV: B₀₃₆ B_{K36}

POTENCIA ASIGNADA [kVA]		25	50	100	160
Tensión [kV]	Primaria	25			
Asignada (Ur) [V]	Secundaria en vacío	420			
Grupo de Conexión		Yzn11/Dyn11			
Pérdidas en Vacío- Po [W]	Lista B ₀₃₆	115	190	320	460
Pérdidas en Carga- Pk [W]	Lista B _{K36}	900	1250	1950	2550
Impedancia de Cortocircuito (%) a 75°C		4.5	4.5	4.5	4.5
Nivel de Potencia Acústica LwA [dB]	Lista B ₀₃₆	50	52	56	59
Caída de tensión a plena carga (%)	cosφ=1	3.64	2.57	2.03	1.68
	cosφ=0.8	4.50	4.26	4.01	3.83
	CARGA 100% cosφ=1	96.10	97.20	97.78	98.15
	CARGA 100% cosφ=0.8	95.17	96.53	97.24	97.70
Rendimiento (%)	CARGA 75% cosφ=1	96.79	97.67	98.15	98.45
	CARGA 75% cosφ=0.8	96.02	97.11	97.69	98.06

DIMENSIONES [mm]

POTENCIA ASIGNADA [kVA]	25	50	100	160
A (Largo)	888	926	1006	1205
B (Ancho)	704	725	796	848
C (Alto a tapa)	768	810	889	847
D1 (Alto a MT con Porcelana MT)	1221	1263	1342	1300
D2 (Alto a BT con Palas)	918	960	1039	997
F (separación MT)	375	375	375	375
H (separación entre BT)	80	80	80	80
J (Distancia entre ruedas)	520	520	520	520
K (ancho rueda)	40	40	40	40
Ø (diámetro rueda)	125	125	125	125
L (Rueda)	110	110	110	110
Distancia entre Ganchos para poste	530	530	530	530
Volumen Aceite [Litros]	100	130	160	200
Peso total [kg]	330	475	610	760





ORMAZABAL

Especialistas en Media Tensión

DEPARTAMENTO TÉCNICO-COMERCIAL

Tel.: +34 91 695 92 00

Fax: +34 91 681 64 15

www.ormazabal.es

Centros de Transformación hasta 36 kV

- Centros de Transformación Prefabricados
- Aplicaciones en Media Tensión para Energías Renovables

Aparamenta de Media Tensión Distribución Secundaria

- Sistema CGMCOSMOS
- Sistema CGM.3

Aparamenta de Media Tensión Distribución Primaria

- Sistema CPG
- Sistema CPA

Automatización, Protección, Telegestión y Comunicación

Transformadores de Distribución

- Transformadores Sumergidos en Dieléctrico Líquido

Aparamenta de Baja Tensión



Tarifas, primas y límites de aplicación a partir del 1 de enero de 2012, para las instalaciones de la categoría b) del artículo 2 del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo.

Grupo	Subgrupo	Potencia	Plazo	Tarifa regulada c€/kWh	Prima de referencia c€/kWh	Límite Superior c€/kWh	Límite Inferior c€/kWh
b.1	b.1.1	P≤100 kW	primeros 30 años	48,8743			
		100 kW<P≤10 MW	primeros 30 años	46,3348			
		10<P≤50 MW	primeros 30 años	25,4997			
	b.1.2		primeros 25 años	29,8957	28,1894	38,1751	28,1936
			a partir de entonces	23,9164	22,5515		
b.2	b.2.1		primeros 20 años	8,1270	2,0142	9,4273	7,9103
			a partir de entonces	6,7921			
	b.2.2*				9,3557	18,2009	
b.3			primeros 20 años	7,6467	4,2667		
			a partir de entonces	7,2249	3,3960		
b.4			primeros 25 años	8,6565	2,7795	9,4557	7,2360
			a partir de entonces	7,7909	1,4920		
b.5			primeros 25 años	**	2,3355	8,8785	6,7921
			a partir de entonces	***	1,4920		
b.6	b.6.1	P≤2 MW	primeros 15 años	17,6339	13,2937	18,4563	17,1023
			a partir de entonces	13,0882			
		2 MW < P	primeros 15 años	16,2689	11,7033	16,7471	15,8371
			a partir de entonces	13,7030			
	b.6.2	P≤2 MW	primeros 15 años	13,9515	9,6113	14,7717	13,4177
			a partir de entonces	9,4060			
		2 MW < P	primeros 15 años	11,9350	7,3694	12,4189	11,5188
			a partir de entonces	8,9519			
	b.6.3	P≤2 MW	primeros 15 años	13,9515	9,6113	14,7717	13,4177
			a partir de entonces	9,4060			
		2 MW < P	primeros 15 años	13,1285	8,5636	13,6064	12,6963
			a partir de entonces	8,9519			
b.7	b.7.1		primeros 15 años	8,8697	4,6914	9,9441	8,2571
			a partir de entonces	7,2249			
	b.7.2	P≤500 kW	primeros 15 años	14,5042	11,3405	17,0135	13,7063
			a partir de entonces	7,2249			
		500 kW < P	primeros 15 años	10,7431	6,9100	12,2414	10,5988
			a partir de entonces	7,2249			
	b.7.3		primeros 15 años	5,9487	3,9213	9,2448	5,6600
			a partir de entonces	5,9487			
b.8	b.8.1	P≤2 MW	primeros 15 años	13,9515	9,6113	14,7717	13,4177
			a partir de entonces	9,4060			
		2 MW < P	primeros 15 años	11,9350	7,3694	12,4189	11,5188
			a partir de entonces	8,9519			
	b.8.2	P≤2 MW	primeros 15 años	10,2991	5,9600	11,1204	9,7553
			a partir de entonces	7,2249			
		2 MW < P	primeros 15 años	7,2227	2,6571	7,7022	6,7921
			a partir de entonces	7,2227			
	b.8.3	P≤2 MW	primeros 15 años	10,2991	6,2354	11,1204	9,7553
			a partir de entonces	7,2249			
		2 MW < P	primeros 15 años	8,8785	4,0716	9,9884	8,3237

Grupo	Subgrupo	Potencia	Plazo	Tarifa regulada c€/kWh	Prima de referencia c€/kWh	Límite Superior c€/kWh	Límite Inferior c€/kWh
			a partir de entonces	7,2227			

*. Prima máxima de referencia a efectos del procedimiento de concurrencia previsto en el Real Decreto 1028/2007, de 20 de julio, y el límite superior, para las instalaciones eólicas marinas.

**. La cuantía de la tarifa regulada para las instalaciones del grupo b.5 para los primeros veinticinco años desde la puesta en marcha será: $[6,60 + 1,20 \times [(50 - P) / 40]] \times 1,1125$, siendo P la potencia de la instalación.

***. La cuantía de la tarifa regulada para las instalaciones del grupo b.5 para el vigésimo sexto año y sucesivos desde la puesta en marcha será: $[5,94 + 1,080 \times [(50 - P) / 40]] \times 1,1125$, siendo P la potencia de la instalación.

**HUERTO SOLAR FOTOVOLTAICO DE 200 kW DE POTENCIA
CONECTADO A RED EN TRIGUEROS**

DOCUMENTO N°5: PLANOS

Diagrama de una instalación de red de fibra óptica. El diagrama muestra una estructura jerárquica de conexión. En la parte superior, hay un bloque rectangular etiquetado como 'I'. Una línea vertical desciende desde 'I' hacia un primer conmutador (rectángulo). Desde este conmutador, una línea vertical continúa hacia abajo hacia un segundo conmutador. A la izquierda del primer conmutador, hay una serie de líneas que se ramifican hacia abajo, cada una terminando en un pequeño rectángulo. A la derecha del primer conmutador, hay una serie de líneas que se ramifican hacia abajo, cada una terminando en un pequeño rectángulo. El segundo conmutador también tiene líneas que se ramifican hacia abajo, cada una terminando en un pequeño rectángulo. En la parte superior del diagrama, hay una serie de líneas que se ramifican hacia abajo, cada una terminando en un pequeño rectángulo. El texto 'INSTALACIÓN SC' está escrito verticalmente a la izquierda del diagrama.

[illegible]